

**НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ
«КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ
імені ІГОРЯ СІКОРСЬКОГО»**

Інститут енергозбереження та енергоменеджменту

(повна назва інституту)

Кафедра електропостачання

(повна назва кафедри)

«На правах рукопису»
УДК _____

«До захисту допущено»

Завідувач кафедри

_____ В.А. Попов

« ____ » _____ 20__ р.

Магістерська дисертація

**зі спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханік»
спеціалізації Системи забезпечення споживачів електричною енергією**

**на тему: «Вибір номінальної потужності розподільних трансформаторів з
урахуванням перспективи впровадження розосереджених джерел
електричної енергії за засобів її акумулювання»**

Виконавля: студентка VI курсу, групи ОЕ-391мп

_____ Красномовець Вікторія Олександрівна

(прізвище, ім'я по батькові)

(підпис)

Науковий керівник професор, Попов В.А

(посада, науковий ступінь, вчене звання, прізвище, ініціали)

(підпис)

Консультант нормоконтроль ас. Прокопенко І.Д

(назва розділу)

(науковий ступінь, вчене звання, прізвище, ініціали)

(підпис)

Рецензент _____

(посада, науковий ступінь, вчене звання, прізвище, ініціали)

Засвідчую, що у цій магістерській
дисертації немає запозичень з праць
інших авторів без відповідних
посилань.

Студентка Красномоець В.О.

Київ – 2020 року

Національний технічний університет України

**«Київський політехнічний
інститут імені Ігоря
Сікорського»**

Інститут/факультет Інститут енергозбереження та енергоменеджменту
(повна назва)

Кафедра електропостачання
(повна назва)

Рівень вищої освіти – другий (магістерський) за освітньо-професійною програмою

Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

Спеціалізація «Системи забезпечення споживачів електричною енергією»

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

В.А. Попов
«__» _____ 20__ р.

ЗАВДАННЯ

**на магістерську дисертацію студенту
Красномовець Вікторії Олександрівна**

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема дисертації «Вибір номінальної потужності розподільних трансформаторів з урахуванням перспективи впровадження розосереджених джерел електричної енергії та засобів її акумуляування»

науковий керівник дисертації завідувач кафедри, професор, Попов В.А.,

(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

затверджені наказом по університету від «03» листопада 2020 р. №3198-с

2. Строк подання студентом дисертації 14 грудня 2020 року

3. Об'єкт дослідження Процес урахування невизначеності інформації при розрахунку дисконтованих витрат, пов'язаних з обґрунтуванням оптимальної номінальної потужності розподільних трансформаторів

4. Предмет дослідження (Вихідні дані – для магістерської дисертації за освітньо-професійною програмою) методи техніко-економічного обґрунтування кількості та параметрів трансформаторів при проектуванні систем електропостачання з урахуванням невизначеності інформації.

5. Перелік завдань, які потрібно розробити провести аналіз існуючих методів розрахунку оптимальної потужності трансформаторів, визначити їх недоліки та шляхи удосконалення. Розробити методіку техніко-економічних розрахунків на підставі показника NPV з урахуванням об'єктивно існуючої невизначеності інформації відносно низки економічних та технічних параметрів. Розробити алгоритм та провести експериментальні

розрахунки при виборі параметрів системи електропостачання міста при інтервальному завданні певних економічних та технічних характеристик проекту.

6.Перелік графічного (ілюстративного) матеріалу: презентація матеріалів дисертаційної роботи за результатами досліджень.

7.Орієнтовний перелік публікацій: Красномоєць В.О. Облік невизначеності інформації при техніко-економічному порівнянні варіантів організації електропостачання споживачів. III науково-технічна конференція магістрантів ІЕЕ (за результатами дисертаційних досліджень магістрантів). Київ, 26-27 листопада 2020р.

8.Консультанти розділів дисертації

Нормоконтроль

ас. Прокопенко І.Д.

9.Дата видачі завдання 29 травня 2020 року

Календарний план

№ з/п	Назва етапів виконання магістерської дисертації	Строк виконання етапів МД	Примітка
1	Аналіз бібліографічних джерел	09.05.20-03.07-20	виконано
2	Вивчення математичного апарату інтервального аналізу	15.07.20-24.08.20	виконано
3	Розробка моделі техніко-економічного порівняння варіантів з урахуванням невизначеності інформації	01.09.20-05.10.20	виконано
4	Порівняння варіантів з використанням критеріїв теорії ігор	09.10.20-27.11-20	виконано
5	Проведення експериментальних розрахунків по визначенню оптимальної потужності трансформаторів	20.11.20-02.12.20	виконано
6.	Розробка стартап проекту	20.11.20-30.11.20	виконано
7.	Оформлення дисертації	30.10.20-10.12.20	виконано
8.	Оформлення реферату та презентації, проходження перевірки на плагіат та рецензування	30. 10.20-10.12.20	виконано
9.	Передзахист МД	10.12.20-14.12.20	
10.	Захист дисертації	17.12.20-22.12.20	

Студент

(підпис)

(ініціали, прізвище)

Науковий керівник дисертації

(підпис)

(ініціали, прізвище)

РЕФЕРАТ

Структура і обсяг роботи: дисертація викладана на 101 сторінках, складається зі вступу, 4 розділів і висновку. У роботі міститься 5 рисунків, 17 таблиць, список використаних джерел із 57 найменувань на 5 сторінках. При виконанні дисертації використовувалося програмне забезпечення MS Excel.

Актуальність теми. Однією з особливостей сучасних систем електроенергетики є багаторазова трансформація електричної енергії в процесі її передачі та розподілу. Тому сумарна встановлена потужність трансформаторів в кілька разів перевершує встановлену потужність електростанцій. Звідси – постійна увага дослідників до питань раціонального конструювання трансформаторів і вибору їх оптимальної потужності при проектуванні, а також в умовах експлуатації, в тому числі, в системах електропостачання промислових підприємств, міст і сільського господарства.

Завдання вибору оптимальної номінальної потужності розподільних трансформаторів є одним з принципових питань, що вирішуються при проектуванні систем електропостачання. Обґрунтоване рішення даної задачі в значній мірі визначає економічну ефективність всього проекту електропостачання.

На практиці вибір параметрів, перш за все, номінальної потужності силових трансформаторів в системах електропостачання виконують за розрахунковою потужністю та рекомендованими коефіцієнтами завантаження в нормальному та післяаварійному режимах у більшості випадків без врахування змін сезонного навантаження, а також таких економічних показників як вартість трансформаторів і річних втрат електричної енергії, витрат на експлуатацію трансформаторів, ціни електроенергії та режиму її споживання. Проте такий чисто технічний підхід не може бути виправданим. У сучасних умовах функціонування енергетики всі прийняті під час проектування рішення повинні відповідати умові економічної доцільності.

Тому розроблення методики вибору оптимальної потужності трансформаторів на підставі економічних показників з врахуванням технічних обмежень є сьогодні актуальною задачею. При цьому критерієм для економічного обґрунтування оптимальної потужності трансформаторів може служити мінімум дисконтованих витрат, які враховують як капітальні вкладення на спорудження підстанцій, так і витрати на їх експлуатацію.

При цьому необхідно зазначити, що вибір номінальної потужності, а відповідно, і кількості трансформаторів, які використовуються для електропостачання певного складу споживачів є комплексним завданням. З одного боку, кількість трансформаторів в кожній ТП, їх завантаження в нормальному режимі визначають надійність електропостачання широкого кола споживачів і економічність (з точки зору мінімізації втрат електричної енергії) роботи самих трансформаторів. З іншого боку це завдання не можна розглядати і вирішувати у відриві від проектування розподільних мереж та перш за все мереж низької напруги.

Недоліком існуючих методів є відсутність обліку динаміки зміни ряду техніко-економічних показників, зокрема таких як рівень споживання електроенергії та її вартості, вартості технічного обслуговування та норми дисконту, що впливає на прийняття рішення при розгляді завдання обґрунтування оптимальної потужності розподільних трансформаторів. Крім цього для підвищення обґрунтованості отриманих результатів, є доцільним прийняти до уваги факт невизначеності зазначених показників, наприклад, шляхом їх завдання у вигляді інтервалу можливих значень,.

Крім цього, врахування можливих стратегій розвитку систем електропостачання як за рахунок появи в їх структурі різноманітних засобів розподіленої генерації, так і принципово нового додаткового навантаження, наприклад, у вигляді станцій заправки електромобілів також можуть внести суттєві корективи в вибір оптимальної потужності трансформаторів.

Мета та завдання досліджень. Розробка методики та практичних рекомендацій техніко-економічного порівнянні варіантів побудови систем

електропостачання з урахуванням фактору невизначеності інформації, що є притаманним задачам проектування та довгострокового планування.

Відповідно до мети, в роботі вирішувались наступні завдання:

- провести аналіз існуючих методів розрахунку оптимальної потужності трансформаторів, визначити їх недоліки та шляхи удосконалення.
- розробити методику техніко-економічних розрахунків на підставі показника *NPV* з урахуванням об'єктивно існуючої невизначеності інформації відносно низки економічних та технічних параметрів.
- розробити алгоритм та провести експериментальні розрахунки при виборі параметрів системи електропостачання міста при інтервальному завданні певних економічних та технічних характеристик проекту.

Об'єкт досліджень. Процес урахування невизначеності інформації при розрахунку дисконтованих витрат, пов'язаних з обґрунтуванням оптимальної номінальної потужності розподільних трансформаторів.

Предмет досліджень. Методи техніко-економічного обґрунтування кількості та параметрів трансформаторів при проектуванні систем електропостачання з урахуванням невизначеності інформації.

Методи дослідження. Основу виконаних досліджень склали такі методи:

- метод аналізу інвестицій, який базується на визначенні величини, отриманої шляхом дисконтування різниці між річними відтоками і притоками реальних грошей, які накопичуються впродовж всього життя проекту (*NPV*);
- методи інтервального аналізу;
- теорія ігор, як підхід до прийняття рішень в умовах невизначеності;

Елементи наукової новизни отриманих результатів.

1. Реалізовано комплексний підхід до проведення техніко-економічного аналізу при обґрунтуванні номінальної потужності трансформаторів.

2. Запропонована методологія оцінки невизначеності інформації при техніко-економічному порівнянні варіантів організації електропостачання споживачів.

3. Проведено дослідження, які обґрунують, що важливим фактором, який суттєво впливає на обґрунтування оптимальної номінальної потужності розподільних трансформаторів, є аналіз загальної стратегії розвитку електроенергетичної галузі в плані оцінки темпів та обсягів впровадження розосереджених засобів генерації та акумулювання енергії та реалізації енергозберігаючих заходів

Практичне значення отриманих результатів.

У магістерській дисертації запропонована методика та розроблено алгоритм обґрунтування оптимальної номінальної потужності розподільних трансформаторів, з урахуванням невизначеності інформації та загальної стратегії розвитку електроенергетичної галузі в плані оцінки темпів та обсягів впровадження розосереджених засобів генерації та акумулювання енергії та реалізації енергозберігаючих заходів.

В якості стартап-проекту пропонується реалізація онлайн моніторингу стану трансформаторів, потенційними покупцями якої є промислові підприємства та розподільні енергокомпанії.

Особистий внесок. Наукові дослідження, які є у магістерській дисертації, отримано магістрантом самостійно.

Апробація результатів роботи. Результати досліджень, викладених у дисертаційній роботі висвітлено на III науково-технічній конференції магістрантів ІЕЕ.

Публікації. Матеріали дисертаційної роботи відображено у публікації:

1. Красномоєць В.О. Облік невизначеності інформації при техніко-економічному порівнянні варіантів організації електропостачання споживачів. III науково-технічна конференція магістрантів ІЕЕ (за результатами дисертаційних досліджень магістрантів). Київ, 26-27 листопада 2020р.

Ключові слова: СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ, РОЗПОДІЛЬНІ
ТРАНСФОРМАТОРИ, ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНИЙ АНАЛІЗ, ІНТЕРВАЛЬНА
МАТЕМАТИКА, ТЕОРІЯ ІГОР.

ABSTRACT

Structure and scope of work: The dissertation is presentation on 101 pages, creation from the introduction, 4 divisions of short stories. The work contains 5 figures, 17 tables, a list of used sources of 57 items on 5 pages. When performing a dissertation using MS Excel software.

Actuality of theme. One of the features of modern power systems is the multiple transformation of electricity in the process of its transmission and distribution. Therefore, the total installed capacity of transformers is several times higher than the installed capacity of power plants. Hence - the constant attention of researchers to the rational design of transformers and the choice of their optimal power in the design, as well as in operating conditions, including in the power supply systems of industrial enterprises, cities and agriculture.

The task of choosing the optimal rated power of distribution transformers is one of the fundamental issues addressed in the design of power supply systems. A reasonable solution to this problem largely determines the economic efficiency of the entire power supply project.

In practice, the choice of parameters, first of all, of the nominal power of power transformers in power supply systems is performed according to the calculated capacity and recommended load factors in normal and post-emergency modes in most cases without taking into account changes in seasonal load, as well as economic indicators such as transformers energy, operating costs of transformers, electricity prices and consumption. However, this is a purely technical approach cannot be justified. In modern conditions of energy operation, all decisions made during the design must meet the condition of economic feasibility.

Therefore, the development of methods for selecting the optimal power of transformers on the basis of economic indicators, taking into account technical limitations is an urgent task today. In this case, the criterion for economic justification of the optimal power of transformers can be a minimum of discounted

costs, which take into account both capital investments in the construction of substations and the costs of their operation.

It should be noted that the choice of rated power and, accordingly, the number of transformers used for power supply to a certain group of consumers is a complex task. On the one hand, the number of transformers in each TP, their loading in the normal mode determine the reliability of power supply to a wide range of consumers and efficiency (in terms of minimizing electricity losses) of the transformers themselves. On the other hand, this problem cannot be considered and solved in isolation from the design of distribution networks and, above all, low-voltage networks.

The disadvantage of existing methods is the lack of accounting for the dynamics of changes in a number of technical and economic indicators, such as the level of electricity consumption and its cost, maintenance costs and discount rates, which influences decision-making when considering the task of justifying optimal power transformers. In addition, to increase the validity of the results, it is advisable to take into account the uncertainty of these indicators, for example, by setting them as an interval of possible values.

In addition, taking into account possible strategies for the development of power supply systems due to the appearance in their structure of various means of distributed generation, and a fundamentally new additional load, for example, in the form of electric filling stations can also make significant adjustments in choosing optimal transformer power.

The purpose and tasks of study. Development of methods and practical recommendations for technical and economic comparison of options for building power supply systems, taking into account the factor of uncertainty of information, which is inherent in the tasks of design and long-term planning.

In accordance with the purpose, the following tasks were solved in the work:

- to analyze the existing methods of calculating the optimal power of transformers, to identify their shortcomings and ways to improve.

- to develop a method of technical and economic calculations based on the NPV indicator, taking into account the objectively existing uncertainty of information regarding a number of economic and technical parameters.

- to develop an algorithm and conduct experimental calculations when choosing the parameters of the city's power supply system with the interval task of certain economic and technical characteristics of the project.

Object of research. The process of taking into account the uncertainty of information when calculating the discounted costs associated with the justification of the optimal rated power of distribution transformers.

Subject of research. Methods of feasibility study of the number and parameters of transformers in the design of power supply systems, taking into account the uncertainty of information.

Research methods. The basis of the research was the following methods:

- method of investment analysis, which is based on determining the value obtained by discounting the difference between annual outflows and inflows of real money that accumulate throughout the life of the project (NPV);

- methods of interval analysis;

- game theory as an approach to decision making in conditions of uncertainty;

Elements of scientific novelty of the obtained results.

1. A comprehensive approach to technical and economic analysis in substantiating the rated power of transformers.

2. The methodology of estimation of uncertainty of the information at technical and economic comparison of variants of the organization of power supply of consumers is offered.

3. Studies have been conducted that substantiate that an important factor that significantly affects the justification of the optimal rated power of distribution transformers is the analysis of the overall strategy of the electricity industry in terms of assessing the pace and volume of implementation of dispersed means of energy generation and storage and energy saving measures.

The practical value of the results.

In the master's dissertation the method is developed and the algorithm of substantiation of optimum nominal power of distribution transformers is developed, taking into account uncertainty of the information and the general strategy of development of electric power branch in the plan of estimation of rates and volumes of introduction of dispersed means of generation and accumulation of energy saving measures.

As a startup project, it is proposed to implement online monitoring of the condition of transformers, potential buyers of which are industrial enterprises and power companies.

Personal contribution. The scientific research available in the master's dissertation was received by the master's student independently.

Approbation of the results of work. The results of the research presented in the dissertation are covered at the III scientific and technical conference of IEE undergraduates.

Publications. The materials of the dissertation are reflected in the publication:

1. Krasnomovets VO Accounting for the uncertainty of information in the technical and economic comparison of options for the organization of electricity supply to consumers. III Scientific and Technical Conference of IEE undergraduates (based on the results of dissertation research of undergraduates). Kyiv, November 26-27, 2020

Key words: POWER SUPPLY SYSTEMS, DISTRIBUTION TRANSFORMERS, TECHNICAL AND ECONOMIC ANALYSIS, INTERVAL MATHEMATICS, GAME THEORY.

ЗМІСТ

ВСТУП	16
1 АНАЛІЗ МЕТОДІВ ОБГРУНТУВАННЯ НОМІНАЛЬНОЇ ПОТУЖНОСТІ ТРАНСФОРМАТОРІВ	20
1.1 Критерії вибору коефіцієнта завантаження силового трансформатора....	20
1.2 Визначення номінальної потужності силових трансформаторів з урахуванням післяаврійного перевантаження	25
1.3 Особливості визначення номінальної потужності трансформаторів в центрі живлення та ГПП	33
1.4 Аніліз міжнародного досвіду визначення номінальної потужності силових трансформаторів.....	35
Висновки до розділу	44
2 ОГЛЯД ПРОЦЕДУР ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ПОРІВНЯННЯ ВАРІАНТІВ ПРИ ПРОЕКТУВАННІ СЕП.....	46
2.1 Загальні положення.....	46
2.2 Показники економічної ефективності проектів та шляхи їх визначення	48
2.3 Особливості порівняння інвестиційних проектів з різними термінами реалізації та масштабах інвестицій	53
2.4 Врахування факторів ризику та невизначеності при аналізі інвестиційних проектів.....	58
Висновки до розділу	63
3 ОБЛІК НЕВИЗНАЧЕНСТІ ІНФОРМАЦІЇ ПРИ ТЕХНІКО- ЕКОНОМІЧНОМУ ПОРІВНЯННІ ВАРІАНТІВ ОРГАНІЗАЦІЇ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ СПОЖИВАЧІВ	64
3.1 Техніко-економічне обґрунтування номінальної потужності розподільних трансформаторів.....	64
3.2 Особливості техніко-економічного аналізу проектів електропостачання в сучасних умовах	76
Висновки до розділу	86
4 РОЗРОБКА СТАРТАП-ПРОЕКТУ	88
4.1 Опис ідеї проекту	88
4.2 Технологічний аудит ідеї проекту.....	89

4.3 Аналіз ринкових можливостей	89
4.4 Розроблення ринкової стратегії проекту.....	92
4.5 Розроблення маркетингової програми стартап-проекту.....	94
Висновки до розділу	94
ВИСНОВКИ.....	96
ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	97

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ

ПУЕ – правила улаштування електроустановок

ДСТУ – Державні стандарти України

СЕП – системи електропостачання

СЕС – сонячна електростанція

ККД – коефіцієнт корисної дії

ГПП – головна понижувальна підстанція

ТП – трансформаторна підстанція

КЛ – кабельна лінія

ПЛ – повітряна лінія

NPV – чиста поточна вартість

PI – індекс прибутковості

IRR – внутрішня норма прибутковості

PP – термін окупності

ВСТУП

Актуальність теми. Однією з особливостей сучасних систем електроенергетики є багаторазова трансформація електричної енергії в процесі її передачі та розподілу. Тому сумарна встановлена потужність трансформаторів в кілька разів перевершує встановлену потужність електростанцій. Звідси – постійна увага дослідників до питань раціонального конструювання трансформаторів і вибору їх оптимальної потужності при проектуванні, а також в умовах експлуатації, в тому числі, в системах електропостачання промислових підприємств, міст і сільського господарства.

Завдання вибору оптимальної номінальної потужності розподільних трансформаторів є одним з принципових питань, що вирішуються при проектуванні систем електропостачання. Обґрунтоване рішення даної задачі в значній мірі визначає економічну ефективність всього проекту електропостачання.

На практиці вибір параметрів, перш за все, номінальної потужності силових трансформаторів в системах електропостачання виконують за розрахунковою потужністю та рекомендованими коефіцієнтами завантаження в нормальному та післяаварійному режимах у більшості випадків без врахування змін сезонного навантаження, а також таких економічних показників як вартість трансформаторів і річних втрат електричної енергії, витрат на експлуатацію трансформаторів, ціни електроенергії та режиму її споживання. Проте такий чисто технічний підхід не може бути виправданим. У сучасних умовах функціонування енергетики всі прийняті під час проектування рішення повинні відповідати умові економічної доцільності.

Тому розроблення методики вибору оптимальної потужності трансформаторів на підставі економічних показників з врахуванням технічних обмежень є сьогодні актуальною задачею. При цьому критерієм для економічного обґрунтування оптимальної потужності трансформаторів

може служити мінімум дисконтованих витрат, які враховують як капітальні вкладення на спорудження підстанцій, так і витрати на їх експлуатацію.

При цьому необхідно зазначити, що вибір номінальної потужності, а відповідно, і кількості трансформаторів, які використовуються для електропостачання певного складу споживачів є комплексним завданням. З одного боку, кількість трансформаторів в кожній ТП, їх завантаження в нормальному режимі визначають надійність електропостачання широкого кола споживачів і економічність (з точки зору мінімізації втрат електричної енергії) роботи самих трансформаторів. З іншого боку це завдання не можна розглядати і вирішувати у відриві від проектування розподільних мереж та перш за все мереж низької напруги.

Недоліком існуючих методів є відсутність обліку динаміки зміни ряду техніко-економічних показників, зокрема таких як рівень споживання електроенергії та її вартості, вартості технічного обслуговування та норми дисконту, що впливає на прийняття рішення при розгляді завдання обґрунтування оптимальної потужності розподільних трансформаторів. Крім цього для підвищення обґрунтованості отриманих результатів, є доцільним прийняти до уваги факт невизначеності зазначених показників, наприклад, шляхом їх завдання у вигляді інтервалу можливих значень,.

Крім цього, врахування можливих стратегій розвитку систем електропостачання як за рахунок появи в їх структурі різноманітних засобів розподіленої генерації, так і принципово нового додаткового навантаження, наприклад, у вигляді станцій заправки електромобілів також можуть внести суттєві корективи в вибір оптимальної потужності трансформаторів.

Мета та завдання досліджень. Розробка методики та практичних рекомендацій техніко-економічного порівнянні варіантів побудови систем електропостачання з урахуванням фактору невизначеності інформації, що є притаманним задачам проектування та довгострокового планування.

Відповідно до мети, в роботі вирішувались наступні завдання:

- провести аналіз існуючих методів розрахунку оптимальної потужності трансформаторів, визначити їх недоліки та шляхи удосконалення.

- розробити методику техніко-економічних розрахунків на підставі показника NPV з урахуванням об'єктивно існуючої невизначеності інформації відносно низки економічних та технічних параметрів.

- розробити алгоритм та провести експериментальні розрахунки при виборі параметрів системи електропостачання міста при інтервальному завданні певних економічних та технічних характеристик проекту.

Об'єкт досліджень. Процес урахування невизначеності інформації при розрахунку дисконтованих витрат, пов'язаних з обґрунтуванням оптимальної номінальної потужності розподільних трансформаторів.

Предмет досліджень. Методи техніко-економічного обґрунтування кількості та параметрів трансформаторів при проектуванні систем електропостачання з урахуванням невизначеності інформації.

Методи дослідження. Основу виконаних досліджень склали такі методи:

- метод аналізу інвестицій, який базується на визначенні величини, отриманої шляхом дисконтування різниці між річними відтоками і притоками реальних грошей, які накопичуються впродовж всього життя проекту (NPV);

- методи інтервального аналізу;

- теорія ігор, як підхід до прийняття рішень в умовах невизначеності;

Елементи наукової новизни отриманих результатів.

1. Реалізовано комплексний підхід до проведення техніко-економічного аналізу при обґрунтуванні номінальної потужності трансформаторів.

2. Запропонована методологія оцінки невизначеності інформації при техніко-економічному порівнянні варіантів організації електропостачання споживачів.

3. Проведено дослідження, які обґрунують, що важливим фактором, який суттєво впливає на обґрунтування оптимальної номінальної потужності

розподільних трансформаторів, є аналіз загальної стратегії розвитку електроенергетичної галузі в плані оцінки темпів та обсягів впровадження розосереджених засобів генерації та акумулювання енергії та реалізації енергозберігаючих заходів

Практичне значення отриманих результатів.

У магістерській дисертації запропонована методика та розроблено алгоритм обґрунтування оптимальної номінальної потужності розподільних трансформаторів, з урахуванням невизначеності інформації та загальної стратегії розвитку електроенергетичної галузі в плані оцінки темпів та обсягів впровадження розосереджених засобів генерації та акумулювання енергії та реалізації енергозберігаючих заходів.

В якості стартап-проекту пропонується реалізація онлайн моніторингу стану трансформаторів, потенційними покупцями якої є промислові підприємства та розподільні енергокомпанії.

Особистий внесок. Наукові дослідження, які є у магістерській дисертації, отримано магістрантом самостійно.

Апробація результатів роботи. Результати досліджень, викладених у дисертаційній роботі висвітлено на III науково-технічній конференції магістрантів ІЕЕ.

Публікації. Матеріали дисертаційної роботи відображено у публікації:

1. Красномоєць В.О. Облік невизначеності інформації при техніко-економічному порівнянні варіантів організації електропостачання споживачів. III науково-технічна конференція магістрантів ІЕЕ (за результатами дисертаційних досліджень магістрантів). Київ, 26-27 листопада 2020р.

1 АНАЛІЗ МЕТОДІВ ОБГРУНТУВАННЯ НОМІНАЛЬНОЇ ПОТУЖНОСТІ ТРАНСФОРМАТОРІВ

1.1 Критерії вибору коефіцієнта завантаження силового трансформатора

Проектування і монтаж електричних мереж та трансформаторної підстанції для електропостачання підприємства, як правило, є однією з істотних витратних статей споживача електроенергії, особливо в енергоємних технологіях і виробництвах. Тому важливо знати економічну і технічну ефективність витрат на спорудження системи електропостачання.

При цьому паспортні дані електрообладнання, що представляють інтерес для фахівців-енергетиків та електромонтажників, практично не містять інформації для фахівців інших галузей, тобто для споживачів. Насправді термін служби трансформатора не можна оцінити однозначно.

Можна говорити про передбачуваний термін служби - деякої умовної величини, прийнятої для безперервної постійного навантаження при нормальній температурі навколишнього середовища і номінальних умовах експлуатації. Навантаження, що перевищує номінальне, а також температура навколишнього середовища більше розрахункової призводять до прискореного зносу ізоляції і містять в собі певний рівень ризику.

Крім того, дійсний термін служби залежить також від виняткових впливів, таких як перенапруження, якщо виникають в мережі короткі замикання, аварійні перевантаження. Імовірність безвідмовної роботи при таких впливах залежить від ступеня впливу (тривалість і амплітуда) аварійних режимів і перенапруг, конструкції трансформатора, вмісту вологи в ізоляції і олії. У режимі допустимих перевантажень збільшується температура різних частин трансформатора, що також зменшує термін безвідмовної роботи апарату. При цьому негативному впливу також піддається і інше електрообладнання підстанції - перемикачі, трансформатори струму, а також вводи і кінцеві закладення кабелів. Якщо

зовнішні впливи часто залежать від роботи енергосистеми в цілому, то нормальні режими роботи може контролювати безпосередньо споживач.

Основним параметром, що істотно впливає на термін служби трансформатора і електрообладнання в цілому, є коефіцієнт завантаження трансформатора β . Він визначає ставлення робочого струму навантаження до номінального струму трансформатора або споживаної потужності до номінальної потужності трансформатора. Коефіцієнт завантаження також впливає на коефіцієнт корисної дії (ККД) трансформатора. Допустимий час роботи трансформатора в режимах перевантаження також залежить від ступеня завантаження трансформатора при роботі в сталому режимі.

Відомо, що ККД трансформатора залежить від втрат на намагнічування сердечника і втрат в обмотках. Втрати на намагнічування є постійними, втрати в обмотках можуть змінюватися, вони залежать від квадрата струму, що протікає по обмотках і такі втрати називають також навантажувальні. Тому коефіцієнт завантаження впливає на втрати в трансформаторі, а отже, і на ККД. Максимальне значення коефіцієнта корисної дії спостерігається при оптимальному коефіцієнті завантаження, коли втрати в обмотках будуть дорівнюють втратам холостого ходу, тобто:

$$\Delta P_0 = \beta^2 \cdot \Delta P_k \quad (1.1)$$

Для розподільних трансформаторів максимальне значення ККД виникає при коефіцієнті завантаження $\beta = 0,4 \div 0,5$. На практиці при виборі потужності трансформатора в багатьох випадках керуються економічним значенням коефіцієнту завантаження, який дорівнює $\beta = 0,6 \div 0,7$.

Розрахунок температури в різних частинах обмоток базується на теплових характеристиках різних груп трансформаторів, об'єднаних за потужністю і системі охолодження. Кожна група має свої граничні значення по допустимим перевантаженням [1].

У зазначеній роботі розглядається група розподільних трансформаторів потужністю не більше 2500 кВА. Це найбільш поширений клас

трансформаторів, який застосовується для електропостачання підприємств практично всіх галузей промисловості, установ різної сфери діяльності, побутового навантаження. Підстанції з розподільними трансформаторами в основному знаходяться на балансі підприємства, при цьому контроль часто ведеться фахівцями, що не мають відношення до енергетики. Тому важливо ще на етапі проектування системи електропостачання забезпечити високу надійність роботи електротехнічних пристроїв.

У розподільних трансформаторах з природним масляним охолодженням типу ON в сталому режимі температура найбільш нагрітої точки і металевих частин, що стикаються з ізоляцією, не повинна перевищувати 140°C , температура, при якій забезпечується нормальний термін служби трансформатора, - 98°C . Перевищення температури на кожні 6°C більше 98°C збільшує швидкість зносу ізоляції в 2 рази - так зване 6-градусне правило - а отже, значно зменшує термін служби трансформатора. Відомо, що в 43,6% випадків відмова роботи трансформаторів потужністю до 2500 кВА відбувається через порушення ізоляції. Основним компонентом, що впливає на температуру найбільш нагрітої точки, є коефіцієнт завантаження β .

Слід зазначити, що розрахунок температури найбільш нагрітої точки виконується відповідно до графіка навантаження споживача для двох режимів: сталого теплового режиму і несталого, коли навантаження змінюється протягом інтервалу часу [2]. Однак на етапі проектування доцільно виконувати розрахунок для навантаження, що визначає відпускну потужність або навантаження в аварійному режимі для підприємств, що мають споживачів 1 або 2 категорій, так як це режими максимального завантаження трансформатора.

Поки не існує єдиного і простого критерію оцінки корисного терміну експлуатації трансформатора, який може бути використаний для кількісної оцінки зносу ізоляції. Тому при виборі варіантів системи електропостачання і потужності обладнання важливо спиратися на кількісні критерії. зміни

терміну служби трансформатора N від коефіцієнта завантаження, тобто від того, як завантаження змінюється в порівнянні з базовим значенням β .

В основі розрахунків лежать залежності і коефіцієнти, термін служби трансформатора в залежності від завантаження - значення, яке забезпечує температуру охолодження у трансформаторів потужністю до 2500 кВА. найбільш нагрітої точки відносно температури 98°C . для класу розподільних трансформаторів з масляним природним.

Результати розрахунку наведені в таблиці 1.1.

Таблиця 1.1 – Розрахунок відносної зміни терміну служби трансформатора в залежності від коефіцієнта завантаження

Коефіцієнт завантаження β	Температура найбільш нагрітої точки, $^{\circ}\text{C}$	Відносне зміна терміну служби трансформатора, N
0,4	64,0	49,0
0,45	69,0	29,0
0,5	73,0	18,0
0,55	78,0	11,0
0,6	82,0	6,0
0,65	87,0	4,0
0,7	91,0	2,0
0,75	96,0	1,2
0,768	98,0	1,0
0,8	101,0	0,7
0,85	106,0	0,4
0,9	111,0	0,22
0,95	116,0	0,12
1,0	121,0	0,07

Розрахунки показали, що температура 98°C забезпечується при завантаженні трансформатора на 76,8%, що відповідає значенню $N=1$. Прийнятий економічний коефіцієнт завантаження $\beta=0,6\div 0,7$ відповідає збільшенню терміну служби в 3 рази. Якщо споживач електроенергії не планує збільшувати обсяги виробництва, при виборі потужності трансформатора для підстанції досить орієнтуватися на економічний коефіцієнт завантаження. Якщо трансформаторна підстанція проектується для електропостачання новобудов, доцільно керуватися коефіцієнтом завантаження $\beta=0,4\div 0,5$, що відповідає режиму роботи трансформатора з максимальним ККД. Новобудови згодом збільшують споживання електроенергії за рахунок розвитку інфраструктури, при цьому також виникає проблема наявності вільної території для нової підстанції, особливо в умовах міської забудови.

На рис.1.1 показані графічна залежність відносної зміни терміну служби трансформатора N від коефіцієнта завантаження β . Залежність носить експонентний характер, тому навіть невелике зменшення коефіцієнта завантаження може значно збільшити термін служби масляного трансформатора.

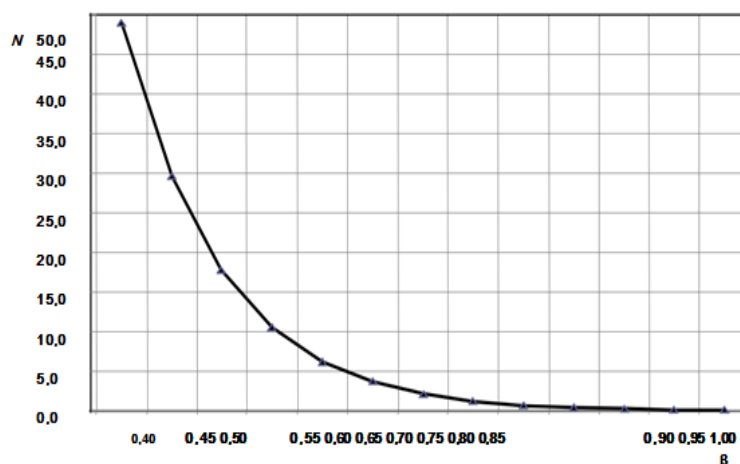


Рисунок 1.1 – Залежність відносного терміну служби трансформатора від коефіцієнта завантаження

Слід зазначити економічний аспект вибору потужності трансформатора. Вартість підстанції формується з вартості електрообладнання розподільних пристроїв високої та низької напруги і безпосередньо трансформатора. Так як електричні апарати високої та низької напруги мають високі характеристики по електродинамічній і термічній стійкості до струмів короткого замикання, виробники випускають підстанції для широкого діапазону потужностей, наприклад в габаритах до 400 кВА встановлюють трансформатори від 63 кВА до 400 кВА. Вартість самого трансформатора становить близько 20% вартості всієї підстанції. Тому збільшення потужності трансформатора на один щабель не призведе до істотного подорожчання підстанції, але значно збільшить термін служби трансформатора.

1.2 Визначення номінальної потужності силових трансформаторів з урахуванням післяаварійного перевантаження

Потужність силових трансформаторів вибирається виходячи з економічної доцільності режиму роботи і надійності електропостачання приймачів електроенергії за умови, що навантаження трансформаторів не повинні призводити до зниження природного терміну їх служби. Якщо не брати до уваги перевантажувальну здатність трансформатора, то можна необгрунтовано завищити його номінальну потужність. Однак при перевантаженні знос ізоляції витків обмоток трансформатора, який відповідає сталим перевищенням їх температур над температурою охолоджуючої середовища, перевищує їх знос при номінальному режимі. Діючі стандарти [1, 2] розрізняють систематичні і аварійні перенавантаження. Трансформатори загального призначення потужністю до 100 МВ·А допускають систематичні перевантаження, що залежать від характеристик добового графіку навантаження, температури охолоджуючої середовища (масла, повітря) і ступеня добової або сезонної недовантаження. Допустимість систематичних перевантажень обгрунтовується компенсацією попередніх і наступних недовантажень. Надійність електропостачання

промислових підприємств забезпечується установкою на підстанціях двох або більше паралельно включених аварійних трансформаторів. Якщо один із трансформаторів виходить з ладу, навантаження, яке йому приписується, розподіляється між іншими трансформаторами, і може статися їх перевантаження. Якщо навантаження масляного трансформатора, встановленого на двотрансформаторній підстанції, не перевищує 0,7 номінальної потужності або 0,93 на тритрансформаторній підстанції, тоді цей трансформатор може бути перевантажений на 40% протягом п'яти днів. При цьому тривалість перевантаження в кожен добу не повинна перевищувати 6 ч з розривами або поспіль. Необхідно також використовувати всі засоби для форсування охолодження. Для сухих трансформаторів допускається перевантаження до 20%. При проектуванні номінальна потужність кожного трансформатора двотрансформаторної підстанції визначається наступним чином:

$$S_{\text{ном}} = \frac{S_{\text{р.мах}}}{0,7 \cdot 2} = 0,174 S_{\text{р.мах}} \approx 0,7 S_{\text{р.мах}} \quad (1.2)$$

де $S_{\text{р.мах}}$ - розрахункова максимальна потужність, а потужність трансформатора трьохтрансформаторної підстанції

$$S_{\text{ном}} = \frac{S_{\text{р.мах}}}{0,93 \cdot 3} = 0,358 S_{\text{р.мах}} \approx 0,35 S_{\text{р.мах}} \quad (1.3)$$

Таке нормування короткочасних аварійних перевантажень засноване на припущенні, що коефіцієнт заповнення добового графіка навантаження підстанції не перевищує 75%, т. е.

$$\alpha = \frac{S_{\text{ср.доб}}}{S_{\text{р.мах}}} \leq 0,75 \quad (1.4)$$

При коефіцієнті $\alpha=0,714$ середньодобове навантаження трансформатора який залишився в роботі (на трьохтрансформаторної підстанції кожного з двох) при повному навантаженні підстанції складе

$$S_{\text{ср.доб}} = \alpha S_{\text{р.мах}} = 0,75 \frac{S_{\text{ном}}}{0,174} = S_{\text{ном}}, \quad (1.5)$$

а при $\alpha = 0,75$

$$S_{\text{ср.доб}} = \alpha S_{\text{р.мах}} = 0,75 \frac{S_{\text{ном}}}{0,714} = 1,05 S_{\text{ном}}. \quad (1.6)$$

В таких умовах короточасні аварійні перевантаження є незначними але знижують термін служби трансформатора і вважаються допустимими. При більш жорстких умовах роботи, наприклад при недостатньої потужності встановлених трансформаторів, коли номінальна потужність одного трансформатора на двохтрансформаторної підстанції $S_{\text{ном}} < 0,714 S_{\text{р.мах}}$ або на трьохтрансформаторной $S_{\text{ном}} < 0,358 S_{\text{р.мах}}$ і відказу одного з трансформаторів, можливі аварійні перевантаження, які значно перевищують 40%. Необхідно також зважати на можливість одночасного виходу з ладу двох трансформаторів на трьохтрансформаторній підстанції. В цьому випадку середньодобове навантаження може зрости до 200% номінальної потужності трансформатора при коефіцієнті заповнення графіка $\alpha = 0,714$.

$$S_{\text{ср.доб}} = 0,714 \frac{S_{\text{ном}}}{0,358} = 2,0 S_{\text{ном}}. \quad (1.7)$$

Однак такі режими роботи можуть траплятися лише кілька разів за весь термін служби трансформатора і приблизна вартість великих перевантажень не перевищить декількох десятків "віджитих" днів експлуатації трансформатора. Тому допускаються короточасові аварійні перевантаження масляних трансформаторів з системами охолодження М, Д, ДЦ, Ц і сухих трансформаторів загального призначення, незалежно від попереднього навантаження, температури охолоджуючої середовища і місця установки. Величини цих перевантажень визначаються лише температурою на найбільш нагрітій точки обмоток трансформатору [1, 2].

Розглянемо модель, що описує температурний режим трансформатора при його перевантаженні. Для будь-якого моменту часу справедливо рівняння балансу [4, 5]

$$\Delta P dt = A \tau dt + D dt, \quad (1.8)$$

де ΔP – потужність активних втрат при проходженні електричного струму, Ват; A – коефіцієнт тепловіддачі, Ват / $^{\circ}$ С; D – теплоємність трансформатора, Ват·с/К; τ – перевищення встановленої температури обмоток трансформатора θ відносно температури навколишнього середовища $\theta_{\text{ср}}$, $^{\circ}$ С;

$$\tau = \theta_{\text{из}} - \theta_{\text{ср}}, \quad (1.9)$$

де $D\tau$ – приріст перевищення температури, К; dt – інтервал часу, с.

Незважаючи на те, що масляний трансформатор є багатошаровим тілом, з достатньою для практичних цілей точністю можна розглядати обмотки і масло трансформатора незалежними як суцільні однорідні тіла, в яких виділяється теплота або відбувається їх нагрівання за рахунок припливу теплоти від інших тіл. Тому класичне рівняння теплового балансу в "чистому" вигляді, яке використовується при розрахунках нормального електричного навантаження на масляних трансформаторів. Очевидно, воно коректно стосовно сухим трансформаторів. З підвищенням температури в процесі перевантаження зростає омичеський опір обмоток трансформатора. При систематичних пере-навантаженнях 10-25% цим фактором можна знехтувати. Однак при аварійних перевантаженнях близько 60-100% і більше необхідно враховувати збільшення опору, оскільки воно веде до зростання теплової інтенсивності електротермічного процесу і сильно впливає на постійну часу нагріву трансформатора [4].

При номінальному навантаженні постійна часу нагріву трансформатора з системами охолодження М і Д приймається $T = 3$ год, з системами охолодження ДЦ і Ц - $T = 2$ год. З підвищенням температури величина T зменшується.

Також існують труднощі з безпосереднім виміром температури найбільш нагрітої точки обмотки трансформатора, а також неврахуванням при нормуванні допустимої тривалості перевантаження окремих способів охолодження, номінальної потужності і конструктивних особливостей трансформаторів, зокрема різних співвідношень втрат короткого замикання при номінальному навантаженні до втрат холостого ходу. Підставою для цього є те, що аварії відбуваються рідко і ймовірністю перевантаження трансформатора перед появою аварії можна знехтувати.

Відповідно до класичного методу значення коефіцієнта аварійного перевантаження приймається рівним 1,4. Однак без належної уваги залишаються значимі деталі. У чинній редакції наведена наступна директива: «Допускається перевантаження масляних трансформаторів понад номінальний струм до 40% загальною тривалістю не більше 6 годин на добу протягом п'яти діб поспіль при повному використанні всіх пристроїв охолодження трансформатора, якщо подібна перевантаження і не залежить від вимог, зазначених в інструкції з експлуатації трансформаторів або в нормативних технічних документах». Слід звернути увагу на наступні дві частини зазначеної директиви:

- перша описує технічні параметри і умови;
- друга - посиляється на можливі вимоги інструкції по експлуатації.

Що стосується першої частини, то найперша згадка наведених них в ньому вимог зустрічалася в Правилах пристрою електроустановок 3-го (1964 р.) і 4-го видань (1966 г.). У 1977 році дані вимоги, як і в більш пізніх версіях ПУЕ були скасовані. Вимоги директиви були присутні також в ГОСТ 14209-69 [4]: «В аварійних випадках, якщо коефіцієнт початковій навантаження не більше 0,93, трансформатори з системами охолодження М, Д, ДЦ і Ц допускають протягом не більше 5 діб перевантаження на 40% понад номінальний струм на час максимумів навантаження загальною тривалістю не більше 6 годин на добу. При цьому необхідно вжити всіх

заходів для посилення охолодження трансформатору (включення вентиляторів дуття, резервних охолоджувачів і т. Д.)».

В даний час ГОСТ 14209-69 замінений на ГОСТ 14209-85. Вимоги ГОСТ 14209-85 сформульовані вимоги, проте формулювання значно розширені і передбачають ряд додаткових умов, Проаналізуємо другу частину директиви, відповідно до якої перевантаження трансформатора не було обумовлено нормами інструкції з експлуатації трансформаторів або нормативними технічними документами. В даний час в Республіці Білорусь діє СТБ 09110.46.500-05 Вимоги даного документа в частині навантажувальної здатності трансформаторів ґрунтуються і узгоджуються. Проаналізуємо основні вимоги. При визначенні допустимого навантаження трансформатора передбачено облік наступних параметрів:

- тривалість перевантаження (в класичному методі прийнята 6 год.);
- параметри тепловіддачі трансформатора;
- температура навколишнього середовища (в класичному методі прийнята 20 ° С);

- форма графіка електричних навантажень. При цьому для трансформаторів з номінальною напругою до 110 кВ і номінальною потужністю до 100 МВ А коефіцієнт аварійного перевантаження при прийнятих в класичному методі умовах становить від 1,3 до 1,4 (при попередньої навантаженні, що не перевищує 0,9, коефіцієнт дорівнює 1,4).

Для трансформаторів з номінальною напругою понад 110 кВ і потужністю до 100 МВ А коефіцієнт перевантаження складе від 1,1 до 1,2. При варіації зазначених вище параметрів ГОСТ 14209-85 допускає коефіцієнт аварійної перевантаження від 1,1 до 2,0.

$$k_{ав} = \frac{S_{макс.ав}}{S_{тр.ном}} \leq 1,4, \quad (1.10)$$

де $S_{\text{макс.ав}}$ - максимальне навантаження підстанції в аварійному режимі з врахуванням можливого резерву частини навантаження по мережам низької напруги; $S_{\text{тр.ном}}$ - номінальна потужність трансформатора.

Таким чином, вибір номінальної потужності трансформатора на основі класичного методу при наведеному значенні перегрузки 40% через невраховані параметрів може бути помилковим. В такому випадку в процесі експлуатації можуть виникнути аварійні ситуації через відмови трансформатора, а також необґрунтовано завищений обсяг інвестицій в будівництво електромережних об'єктів.

Слід зазначити, що вже в 1986 році у зв'язку з введенням ГОСТ 14209-85 було видано технічний циркуляр ТЦ 656-86, який наказував, що при визначенні допустимого аварійного перевантаження трансформаторів в системах електропостачання промислових підприємств їм необхідно керуватися незалежно від категорії надійності електроприймачів. ТЦ 656-86 скасував вимоги діючих на той час будівельних норм СН 174-75, в яких вибір номінальної потужності трансформаторів на промислових підприємствах здійснювався в залежності від категорії підключених електроприймачів: для трансформаторівцехових підстанцій рекомендується, як правило, приймати такі коефіцієнти завантаження: - для цехів з переважаючою навантаженням I категорії при двухтрансформаторних підстанціях - 0,65-0,70; - для цехів з переважаючим навантаженням II категорії при однострансформаторних підстанціях з взаємним резервуванням трансформаторів - 0,70-0,80; - для цехів з переважаючим навантаженням II категорії при можливості використання централізованого резерву трансформаторів і для цехів з навантаженнями III категорії - 0,90-0,95. Вибір потужності трансформаторів пропонується виконувати наступним чином: а) розрахункову добову тривалість аварійної перевантаження трансформаторів приймати відповідно до кількості робочих змін підприємства (цеху): при роботі в одну зміну - 4 год; при двозмінній - 8 год; при тризмінній - 12-24 год; б) допустимі аварійні

перевантаження трансформаторів визначати з урахуванням виду установки: - для трансформаторів, встановлених на відкритому повітрі, - в залежності від еквівалентної річної (або сезонної) температури охолоджуючого повітря; 14°C - для трансформаторів, встановлених в закритих камерах або в неопалюваних приміщеннях (цехах), - при еквівалентній річній температурі 10°C ; - для внутрішньоцехових підстанцій, встановлених в опалювальних цехах, - при еквівалентній річній температурі 20°C . В даний час існують і інші документи [9, 10], де пропонується здійснювати вибір номінальної потужності силових масляних трансформаторів іншими способами, відмінними від класичного методу. Однак аналіз зазначених документів виявив, що їх вимоги засновані на ГОСТ 14209-85. ГОСТ 14209-85 є основним документом, який нормує навантажувальну здатність трансформаторів і вимогами якого слід керуватися при виборі номінальної потужності силових масляних трансформаторів. Аналіз вимог показав, що в якості найбільш точного і універсального методу визначення допустимих перевантажень трансформаторів рекомендується використовувати метод розрахунку теплових перехідних процесів. Необхідність у виконанні розрахунків теплових перехідних процесів обумовлена зниженням міцності ізоляції масляного трансформатора при підвищенні температури його елементів. Зниження електричної міцності викликано виділенням бульбашок газу в місцях з високою електростатичною напруженістю. У паперовій ізоляції трансформаторів бульбашки газу починають виділятися при підвищенні температури. Чим вище температура обмоток або масла трансформатора, тим більша ймовірність його відмови. Таким чином, вимоги про допустимість будь-якого режиму роботи трансформатора найбільш точно можуть бути виражені у вигляді допустимих температур характерних критичних точок в трансформаторі.

1.3 Особливості визначення номінальної потужності трансформаторів в центрі живлення та ГПП

Вибір потужності трансформаторів ГПП виробляють по розрахунковому навантаженні підприємства в цілому з урахуванням режиму енергопостачальної організації по реактивної потужності. Залежно від способу завдання розрахункового навантаження існують два підходи до вибору номінальної потужності трансформаторів: по відомим характерним добовим графіками навантажень нормальних і післяаварійних режимів і за розрахунковими максимумів навантажень для тих же режимів. Надійності електропостачання підприємства досягають за рахунок установки на підстанції двох трансформаторів. Враховують також, що в післяаварійний режимі (при відключенні одного трансформатора) залишився в роботі трансформатор забезпечує необхідне навантаження підприємства. Покриття потрібної потужності здійснюється не тільки за рахунок використання номінальної потужності трансформаторів, а й за рахунок їх перевантажувальної здатності (в цілях зменшення встановленої потужності трансформаторів) [4].

Номінальної потужністю трансформатора називають потужність, на яку він може бути навантажений безперервно протягом всього свого терміну служби (приблизно 20 років) при нормальних температурних умовах охолоджуючого середовища згідно ГОСТ 14209-69 і 11677-75: а) температура охолоджуючої середовища повинна бути дорівнює 20°C ; д) при зміні температури ізоляції на 6°C від середнього її значення при номінальному навантаженні, рівної 85°C , термін служби ізоляції змінюється вдвічі (скорочується при підвищенні температури або збільшується при її зниженні); е) під час перехідних процесів протягом доби найбільша температура верхніх шарів масла не повинна перевищувати 95°C і найбільш нагрітої точки металу обмотки 140°C . Зазначені ці умови справедливі тільки для еквівалентної температури охолоджуючої середовища, що дорівнює 20°C . При різкому зниженні цієї температури необхідно стежити за

навантаженням трансформатора по показникам контрольно-вимірювальних приладів і не допускати перевищення навантаження понад 150% номінальної. Підвищений знос ізоляції трансформатора при перевищенні температури охолоджуючої середовища над еквівалентної температурою для наявного графіка навантажень визначають відповідно до залежності, і вирішують питання про допустимість цього зносу. Якщо підвищений знос неприпустимий, то навантаження на трансформатор відповідно зменшують або вибирають трансформатор більшої потужності. Для цехових трансформаторів потужністю до 1000 кВ А застосовують спрощений спосіб визначення необхідної номінальної потужності. Цей спосіб використовують для перевірки потужності трансформаторів типу ТМ при установці їх відкрито і температурі охолоджуючого середовища, що змінюється в межі до $+35^{\circ}\text{C}$, і середньорічній температурі $+5^{\circ}\text{C}$. При цих умовах перевищення температури обмоток трансформатора над температурою навколишнього середовища не повинно перевищувати 70°C . звідси найбільша допустима температура металу обмоток складає 105°C . Ця температура має місце тільки при 35°C і при збігу її з максимальним навантаженням трансформатора. Максимум навантаження припадає на зимові місяці (грудень - січень) і в цей час набагато нижче 35°C , тому в зимовий час контроль за навантаженням трансформатора ведуть за вимірювальними приладами. У природних умовах навантаження не повинна перевищувати 130% номінальної потужності трансформатора, при форсуванні охолодження - 140%. Температура верхніх шарів масла - непрямий показник. Якщо трансформатор буде мати температуру верхніх шарів масла 95°C при, $\text{C} = -50^{\circ}\text{C}$, то він не пропрацює і 2 - 3 діб, так як ці умови будуть відповідати нагріванню металу обмоток приблизно до 200°C . У місцевостях, де середньорічна температура відрізняється від 5°C , номінальна потужність трансформатора або знижується з підвищенням температур 90°C , або підвищується з пониженням цих температур [5].

1.4 Аніліз міжнародного досвіду визначення номінальної потужності силових трансформаторів

Сьогодні відсутній єдиний підхід до вирішення завдання вибору оптимальних параметрів трансформаторів. Значною мірою це пов'язано з тим, що прийняте рішення в значній мірі буде залежати від використовуваного критерію ефективності - мінімуму втрат активної потужності і електроенергії або економічних показників (дисконтовані витрати, вартість розподілу електроенергії і т. п.).

У загальному випадку основною інформацією, необхідною для формування структури системи електропостачання, включно з вибором кількості і номінальної потужності розподільних трансформаторів, є такі дані:

- генеральний план об'єкта електропостачання з розташуванням основних будівель, споруд, споживачів електроенергії, що є основою для розміщення трансформаторних підстанцій і трасування ліній низької напруги;
- передбачуваний рівень електроспоживання (питомі витрати електроенергії або розрахункові навантаження);
- характеристики окремих споживачів з точки зору вимог до надійності електропостачання з зазначенням для окремих будівель і споруд обсягів навантаження, яке відноситься до того чи іншого рівня забезпечення надійності електропостачання з виділенням споживачів особливої групи, що пред'являють підвищені вимоги щодо гарантованої безперебійної подачі електричної енергії;
- склад об'єктів, для яких існує можливість управління режимами електроспоживання;
- загальні метеорологічні умови району електропостачання (наприклад, середньорічна або максимальна і мінімальна температури повітря);
- оцінка можливості застосування вбудованих, прибудованих, окремо розташованих трансформаторних підстанцій;

- для промислових об'єктів важливими даними також є характеристики приміщень за умовами вибухо- і пожежобезпеки, включаючи їх аналіз з позицій температури навколишнього середовища, її вологості, запиленості, агресивності виділяються речовин і т.д. із зазначенням на генпланах цехів точок підключення основного технологічного і допоміжного обладнання;
- обсяг і розміщення засобів компенсації реактивної потужності;
- відомості про принципи організації ремонтних робіт, системи обслуговування і діагностики обладнання, можливості здійснення постійного моніторингу його технічного стану і оперативної заміни.

З точки зору технічних вимог в якості найбільш суворого підходу до визначення допустимих навантажень трансформаторів рекомендується застосовувати метод розрахунку теплових перехідних процесів [24]. Тут перевантажувальна здатність трансформаторів регламентується зниженням електричної міцності ізоляції викликаній виділенням бульбашок газу в місцях з високою електростатичного напруженістю. Таким чином, вимоги щодо допустимості будь-якого режиму роботи трансформатора найбільш точно можуть бути виражені у вигляді допустимих температур в характерних критичних точках трансформатора.

Однак, з позицій практичного застосування допустиме завантаження трансформаторів частіше визначається тільки на основі аналізу даних щодо типу системи охолодження трансформаторів, фактичних графіків навантаження і температури навколишнього середовища бажано з урахуванням невизначеності даної інформації, характеру її сезонних змін, а також можливості перевантаження трансформаторів в післяаварійний режимі.

При відсутності зазначеної інформації вибір номінальної потужності трансформаторів, зокрема двотрансформаторних підстанцій, ґрунтується на аналізі післяаварійного режиму, пов'язаного з відключенням одного з трансформатора і в припущенні 100% резервування навантаження здійснюється відповідно до умовою

$$K_{\text{зп/а}} = \frac{S_{\text{махп/а}}}{S_{\text{нтр}}} \leq 1,4 \quad (1.11)$$

де $S_{\text{махп/а}}$ - максимальне навантаження трансформатора в післяаварійний режимі в загальному випадку з урахуванням можливості відключення частини маловідповідального навантаження і резервування електропостачання ряду споживачів по мережах низької напруги.

Разом з тим, в даний час з урахуванням зростаючих цін на електроенергію, коли політика енергозбереження стає одним з основних пріоритетів при виробленні стратегії розвитку всіх галузей промисловості, вказаний метод вибору номінальної потужності трансформаторів представляється не зовсім адекватним сучасним вимогам підвищення ефективності процесів електропостачання. Зокрема, слід враховувати, що термін експлуатації силових трансформаторів, як правило, перевищує 20 років, тому вартість втрат в них за цей період може значно перевершувати вартість самого трансформатора.

В зв'язі з цим в технічній літературі можна зустріти досить велику кількість публікацій присвячених даній проблематиці. Так в роботі [53] представлені результати досліджень, пов'язаних з оцінкою втрат потужності і електричної енергії для ряду трансформаторів з масляним охолодженням серії ТМ і ТДТН при зміні їх завантаження (рис. 1.2).

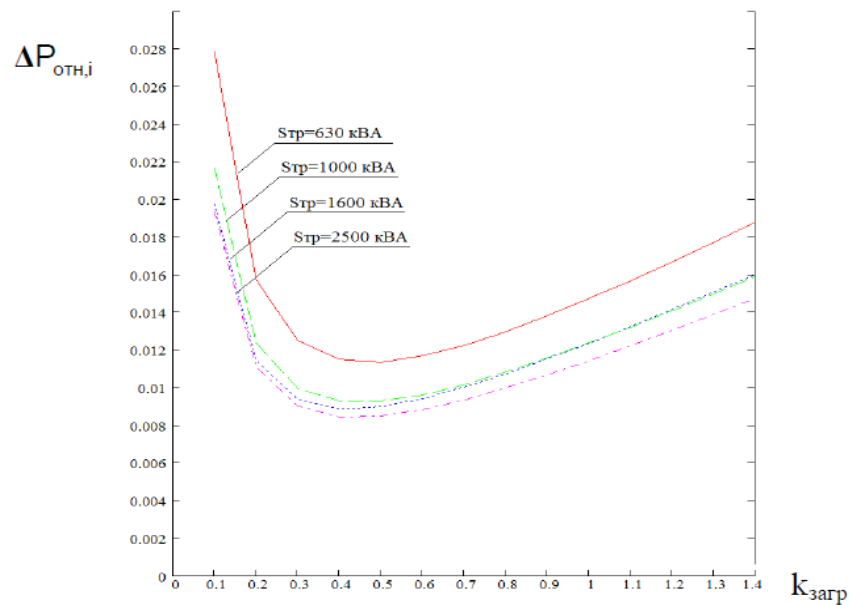


Рисунок 1.2 – Залежність відносних втрат потужності в трансформаторах від їх завантаження [53]

Отримані результати показали, що мінімум відносних втрат потужності

$$\Delta P^* = \Delta P_{тр} / S_{нтр} \quad (1.12)$$

В даних трансформаторах має місце при їх завантаженні на рівні 0,3 - 0,5. На підставі цього робиться висновок про доцільність в ряді випадків завищення номінальної потужності трансформаторів в порівнянні з їх вибором, наприклад, згідно з умовою (1.11), що дозволяє отримати економічну вигоду за рахунок зниження втрат електричної енергії в процесі їх подальшої експлуатації.

У зв'язку з цим автори пропонують здійснювати вибір оптимальної номінальної потужності трансформаторів наступним чином. Визначають номінальну потужність трансформаторів згідно (1.11) спочатку виходячи з оптимального (з точки зору мінімізації втрат потужності) значення коефіцієнта завантаження ($S_{нтр \max}$), а потім - приймаючи до уваги загальноприйняте значення коефіцієнта завантаження ($S_{нтр \min}$). Для отриманих таким чином значень номінальної потужності трансформаторів визначаються річні втрати електричної енергії і обчислюється величина їх

зниження. Отримані дані служать для знаходження річного прибутку, як вартості зекономлених втрат електроенергії. Дану величину порівнюють з різницею в ціні трансформаторів різних номінальних потужностей, на підставі чого визначають термін окупності і здійснюють вибір оптимального рішення.

У тих випадках, коли мова йшла про статичну постановку завдання, тобто без урахування фактора часу, як критерії оптимальності в загальному випадку використовувалися:

- повні втрати активної потужності $\Delta P = K_3^2 \cdot \Delta P_{\kappa 3} + \Delta P_{xx}$
- питомі втрати активної потужності $\frac{\Delta P}{K_3}$,
- повні наведені витрати $Z = p \cdot K_{mp} + (\Delta P_{xx} + \Delta P_{\kappa 3} \cdot K_3^2) \cdot T \cdot C_e$,
- питомі приведені витрати $z_{yd} = \frac{Z}{S_{mp}}$,

де K_{mp} - вартість трансформатора, K_3 - коефіцієнт завантаження трансформатора, p - відрахування від капітальних вкладень, T - річне число годин роботи трансформатора, C_e - вартість 1 кВт год втрат електричної енергії, S_{mp} - навантаження трансформатора.

Очевидно, що результати, отримані відповідно до кожного з представлених критеріїв, швидше за все, не будуть збігатися.

Як відомо [25], максимум к.к.д. трансформатора досягається за умови, коли його коефіцієнт завантаження дорівнює

$$K_3 = K_{\Delta P} = \sqrt{\frac{\Delta P_{xx}}{\Delta P_{\kappa 3}}} \quad (1.13)$$

Очевидно, що даний коефіцієнт завантаження відповідає мінімуму відносних сумарних втрат активної потужності в трансформаторі

$$\frac{\partial \Delta P}{\partial K_{\Delta P}} = -\frac{\Delta P_{\kappa 3}}{K_{\Delta P}^2} + \Delta P_{xx}$$

і в залежності від характеристик трансформатора лежить в діапазоні 0,4 - 0,6 [54]. Однак, як зазначається в [27, ст 32-39], в подібних ситуаціях правильніше говорити про рішення, що забезпечує найбільше миттєве значення к.к.д. $\cdot \eta_{\Delta P}$.

Разом з тим, з точки зору ефективності процесів трансформації електричної енергії замість показника $\eta_{\Delta P}$ в якості критерію оптимальності було б більш правомірним використовувати к.к.д. по електроенергії $\eta_{\Delta A}$ (річний к.к.д.), який визначається наступним відношенням [28]

$$\eta_{\Delta A} = \frac{A_2}{A_1},$$

де A_1 , A_2 - відповідно кількість електроенергії отриманої трансформатором з розподільної мережі середньої напруги і відданої в мережу низької напруги.

В даному випадку можна записати

$$A_1 = A_2 + \Delta P_{xx} \cdot T + K_{з\max}^2 \cdot \Delta P_{кз} \cdot \tau_{\max}.$$

З умови $\frac{\partial \eta_{\Delta A}}{\partial K_{\Delta A}} = 0$ отримуємо

$$K_{\Delta A} = \sqrt{\frac{\Delta P_{xx} \cdot T}{\Delta P_{кз} \cdot \tau_{\max}}}. \quad (1.14)$$

Коефіцієнт завантаження, обчислений відповідно до (1.14) одночасно відповідає і мінімуму відносних сумарних втрат електричної енергії - одному з найважливіших показників, що характеризують ефективність роботи енергосистеми в цілому.

Разом з тим, при виборі трансформаторів найбільш загальною (в плані техніко-економічної оцінки) характеристикою не є втрати, а загальний показник витрат, який дає можливість одночасно врахувати вартість трансформатора, його обслуговування і втрат електричної енергії. Таким чином, коефіцієнт завантаження трансформатора необхідно визначати

виходячи з економічних міркувань, наприклад, виходячи з умов забезпечення максимального значення економічного к.к.д.

$$\eta_{\Delta Z} = \frac{Z_2}{Z_1},$$

де Z_1 , Z_2 - витрати на передачу електричної енергії відповідно на первинній та вторинній сторонах трансформатора.

При цьому різниця витрат визначиться наступним чином

$$Z_1 - Z_2 = \Delta P_{xx} \cdot T \cdot C_e + K_{\Delta Z}^2 \cdot \Delta P_{\kappa z} \cdot \tau_{\max} \cdot C_e,$$

З умови $\frac{\partial \eta_{\Delta Z}}{\partial K_{\Delta Z}} = 0$ отримуємо

$$K_{\Delta Z} = \sqrt{\frac{p \cdot K_{mp} + \Delta P_{xx} \cdot T \cdot C_e}{\Delta P_{\kappa z} \cdot \tau_{\max} \cdot C_e}}.$$

де p - сумарний коефіцієнт відрахувань від вартості трансформатора K_{mp} .

В даному випадку коефіцієнт завантаження трансформаторів $K_{\Delta Z}$ одночасно характеризує максимум їх економічного к.к.д., мінімум питомих витрат і мінімум вартості трансформації електроенергії.

Залежності приведених витрат від завантаження трансформаторів, побудовані для різних номінальних потужностей трансформаторів, визначають межі їх раціонального використання або економічні зони (інтервали) навантажень трансформаторів, що може служити основою для їх вибору при проектуванні, а також для розробки планів їх заміни в умовах експлуатації СЕП. При цьому, зокрема, в роботах [55-56], було відзначено, що використання трансформаторів у всій економічній зоні може зажадати їх систематичної перевантаження. З огляду на, що оптимальне завантаження трансформаторів повинна відповідати мінімальній вартості трансформації електричної енергії, а не приватним критеріям у вигляді втрат, величина найвигіднішої навантаження може бути вище економічної та досягати 140% від їх номінальної потужності.

В роботі [57] Також ставиться під сумнів доцільність вибору трансформаторів за критеріями мінімуму сумарних втрат активної потужності та електричної енергії. При цьому для оцінки коефіцієнта корисної дії трансформатора пропонується використовувати такий вираз

$$\eta = \frac{K_3 \cdot S_n \cdot \cos \phi_2}{K_3 \cdot S_n \cdot \cos \phi_2 + K_3^2 \cdot \Delta P_{\kappa 3} + \Delta P_{\text{чч}}}.$$

Для подальшого аналізу цього виразу запропоновано представити його у вигляді

$$y = \frac{x}{ax^2 + x + c}, \quad (1.15)$$

$$\text{де } y = \eta, \quad a = \frac{\Delta P_{\text{хх}}}{S_n \cdot \cos \phi_2}, \quad c = \frac{\Delta P_{\kappa 3}}{S_n \cdot \cos \phi_2}, \quad x = K_3;$$

$$z = a_1 x^2 + c_1, \quad (1.16)$$

$$\text{де } z = \Delta P, \quad a_1 = \Delta P_{\kappa 3}, \quad c_1 = \Delta P_{\text{хх}}.$$

Характерний вид залежності (1.15) та (1.16) наведено на рис.1.2 та на рис. 1.3

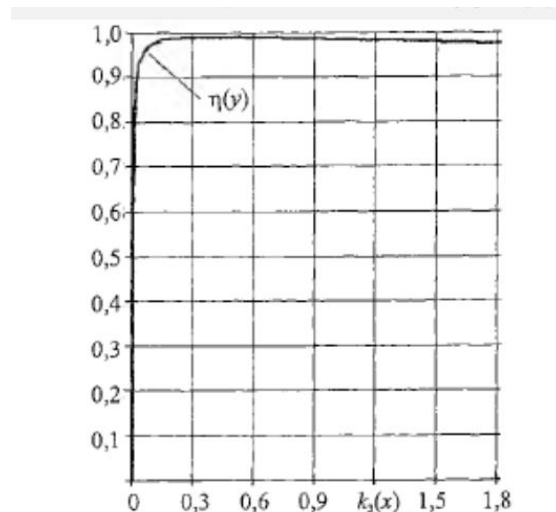


Рисунок 1.3 – Зміни коефіцієнта корисної дії силового трансформатора (η) в залежності від ступеня завантаження (K_3)

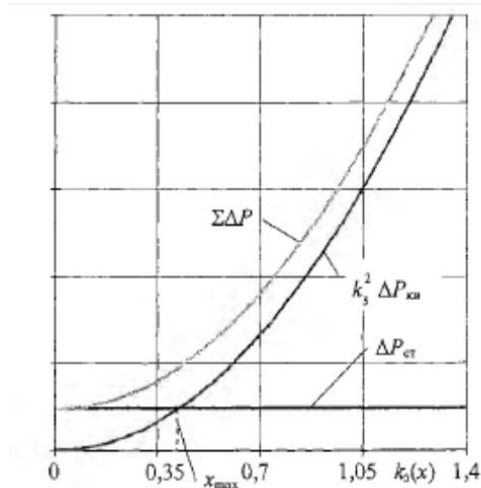


Рисунок 1.4 – Вимірювання сумарних втрат активної потужності, втрат в обмотках і втрат сталі силового трансформатора в залежності від ступеня завантаження

Більш того, автор даної роботи взагалі стверджує, що результати отримані відповідно до (1.3), (1.4) суперечать загальноприйнятим поняттям щодо мінімуму функцій і, таким чином, вибір трансформаторів на підставі даних критеріїв не має сенсу.

Разом з тим такий підхід до визначення економічної ефективності вибору трансформаторів за умовою мінімізації втрат електроенергії є занадто спрощеним. Зокрема тут не враховуються такі чинники як постійне збільшення тарифів на електроенергію і витрати на обслуговування трансформаторів, термін служби проекту (тобто термін експлуатації трансформатора зі зменшеними втратами), невизначеність тарифів, цін, ставок податків, реальної норми дисконту та інше.

Крім цього слід також відзначити, що хоча і існує велика бібліографія присвячена вирішенню питання техніко-економічного обґрунтування номінальної потужності розподільних трансформаторів, узагальнююча дослідження, які виконувалися протягом багатьох років, проте необхідно враховувати, що в даний час істотно змінилася економічна ситуація, в умовах якої здійснюється проектування і експлуатація систем електропостачання. За останні роки ціна на електричну енергію зросли значно більше, ніж вартість

основного електротехнічного обладнання. Певною мірою це відноситься і до витрат на їх обслуговування. Тому традиційний підхід, коли з декількох варіантів побудови СЕС на підставі порівняння значень наведених або дисконтованих витрат вибирається оптимальний не є достатньо обґрунтованим, тому що при цьому не передбачається облік зміни перерахованих вище факторів протягом терміну експлуатації трансформаторів.

У зв'язку з цим для обґрунтування параметрів трансформаторів кращим представляється економічний критерій, наприклад, подібний запропонованому в роботі [30], який передбачає можливість врахування інфляційних процесів при використанні механізму приведення різночасових витрат до єдиного року.

Висновки до розділу

В результаті аналізу впливу коефіцієнта завантаження на термін служби трансформатора і згідно розрахунками можна сформулювати наступні висновки:

- коефіцієнт завантаження трансформатора має суттєвий вплив на термін служби масляного трансформатора і електроустаткування підстанції;
- для електропостачання споживачів невеликої потужності коефіцієнт завантаження необхідно вибирати виходячи з його економічного значення 0,6 - 0,8;
- при виборі трансформатора для електропостачання енергоємних підприємств з перспективою подальшого розвитку, а також для електропостачання новобудов доцільно вибирати коефіцієнт завантаження, який відповідає максимальному ККД 0,4 - 0,5;
- при завантаженні трансформатора, близькою до його номінальної потужності, термін служби значно знижується, так як залежність відносного зміни терміну служби трансформатора носить експонентний характер;

- остаточне рішення щодо вибору потужності трансформатора повинно прийматися проектувальником спільно зі споживачем на підставі технічного та економічного критеріїв оцінки альтернативних варіантів побудови системи електропостачання.

2 ОГЛЯД ПРОЦЕДУР ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ПОРІВНЯННЯ ВАРІАНТІВ ПРИ ПРОЕКТУВАННІ СЕП

2.1 Загальні положення

Область застосування техніко-економічних розрахунків в енергетиці дуже широка. Вони пов'язані як з проведенням проблемних енергоекономічних досліджень і розробкою стратегії розвитку енергетики, так і з рішенням приватних енергетичних завдань.

До великих, глобальних проблем в енергетиці потрібно віднести наступні: визначення перспектив розвитку всього паливно-енергетичного комплексу країни; виявлення ефективних напрямків розвитку енергетичних систем (електроенергетичної, системи газо -, нафто -вуглепостачання, ядерне енергетиці) прогнозування енергетичних і економічних показників розвитку; встановлення оптимального рівня концентрації, централізації та комбінування в енергетиці. Рішення таких проблем передбачає врахування перспективи розвитку на 10-15 років вперед.

Крім того, існує багато вузьких, конкретних техніко-економічних завдань, що відносяться до нижнього ієрархічного рівня управління енергетикою. Ці завдання вирішуються, як правило, в проектних, науково-дослідних організаціях енергетичного і галузевого профілю та навіть на рівні підприємства. До них можуть бути віднесені: обґрунтування перспективних схем енергопостачання району; вибір варіантів розвитку енергетичного об'єкта; вибір раціональних енергоносіїв для різних процесів у всіх галузях народного господарства; обґрунтування ефективності, створення і впровадження нових технологій з урахуванням різних вимог до енергетики; визначення оптимальних втрат і економічної щільності струму в лініях електропередач; вирішення питань реконструкції та модернізації обладнання; обґрунтування заходів по економії електроенергії та палива, а також рівня

використання вторинних енергоресурсів; зіставлення різних варіантів технічних рішень, вибір виду палива і ін.

Всі види техніко-економічних завдань в енергетиці можна розділити на два рівні: системні і децентралізований, пов'язані з обґрунтуванням конкретних рішень.

Важливою особливістю техніко-економічних розрахунків в енергетиці є наявність кількісного та якісного взаємозв'язку між завданнями різного рівня. Необхідність такого взаємозв'язку випливає з того, що енергетика - це комплекс взаємопов'язаних систем, що складаються з енергетичних об'єктів, об'єднаних для забезпечення народного господарства всіма видами енергії. Зміна в якому-небудь одному елементі енергетичного господарства викликають зміни у всьому комплексі. Тому енергетика повинна розглядатися з позиції комплексного методу досліджень.

В енергетиці неможливо ізолювати вирішувати техніко-економічні питання. Наявність системних зв'язків, широкої взаємозамінності між усіма видами енергії, нерозривність процесів виробництва енергії і її споживання веде до необхідності погоджувати децентралізований і централізовані рішення. Це виражається в необхідності вирішення будь-якого завдання на основі комплексно-енергетичного методу, приведенні варіантів до однакового енергетичного ефекту.

Комплексно-економічний метод при порівняння варіантів передбачає, що техніко-економічні розрахунки і аналіз повинні враховувати не тільки витрати власне в енергетичний об'єкт, але і всі суміжні витрати, які несе економіка при здійсненні даного варіанту.

Особливість цього методу полягає в техніко-економічному вивченні кожної ланки енергетичного господарства у її взаємозв'язку з іншими ланками, тобто всебічно враховується вплив прийнятих рішень на все енергетичне господарство.

Витрати за варіантами повинні формуватися відповідно до структури енергетичного ланцюга. Визначення капітальних вкладень і щорічних витрат

виробництва в порівнюваних варіантах має проводитися виходячи з порівняння рівня цін і рівній достовірності вихідних матеріалів. Варіанти повинні задовольняти споживачів продукцією однакової якості, обсягу, складу, місця і часу її виникнення при рівній мірі її надійності і якості, що задовольняє вимогам ДСТУ. Ці принципи забезпечують економічну порівнянність варіантів.

У загальному вигляді приведення варіантів до однакових економічного ефекту означає знаходження таких поєднань проектних варіантів, які забезпечували б досягнення однакового ефекту у споживача.

2.2 Показники економічної ефективності проектів та шляхи їх визначення

Привабливість інвестиційного проекту може бути оцінена по великому числу факторів і критеріїв. На практиці вже існують універсальні методи оцінки інвестиційної привабливості проектів, які дають формальну відповідь: вигідно чи невигідно вкладати гроші в даний проект, або –якому проекту віддати перевагу при виборі з декількох варіантів.

Розрізняють прості (статичні) і ускладнені методи оцінки, засновані на теорії часової вартості грошей. Прості методи традиційно використовувалися у вітчизняній практиці. Методичні рекомендації щодо розрахунку економічної ефективності капітальних вкладень передбачали систему показників, що відповідає діючим умовам господарювання. До найважливіших показників відносилися: коефіцієнт загальної економічної ефективності капітальних вкладень; термін окупності; показник порівняльної економічної ефективності, заснований на мінімізації приведених витрат [7].

Відмінною особливістю інвестиційного процесу є розрив у часі, як правило, більше одного року, між вкладенням грошей, майна або майнових прав та отриманням доходу [8]. Отже, основним недоліком вітчизняних методик, що діяли раніше, було ігнорування оцінки витрат і доходів.

У сучасних умовах оцінка інвестиційної привабливості проектів повинна враховувати інфляційні процеси, можливість альтернативного інвестування, необхідність обслуговування капіталу, що залучається для фінансування [9].

При оцінці інвестиційних проектів теорія інвестиційного аналізу передбачає використання певної системи аналітичних методів і показників, які в сукупності дозволяють прийти до досить надійних і об'єктивних висновків відносно привабливості даного проекту.

Найбільш часто використовуються п'ять основних методів оцінки:

- чистий дисконтований дохід NPV або чиста поточна вартість;
- індекс прибутковості (рентабельності) PI;
- внутрішня норма прибутковості (рентабельності) IRR;
- термін окупності (простий або дисконтований) PP;
- інші показники, що відображають інтереси учасників або специфіку проекту.

Чиста поточна вартість (NPV) являє собою перевищення інтегральних результатів над інтегральними витратами або, інакше, різницю між сумою грошових надходжень в результаті реалізації проекту і сумою дисконтованих поточних вартостей усіх інвестиційних вкладень.

При порівняльній характеристиці ефективності інвестицій NPV дає більш повну (узагальнену) характеристику фінансового результату реалізації проекту, тобто кінцевий ефект в абсолютному вираженні. NPV вважається найважливішим показником ефективності проекту.

NPV можна визначити як суму поточних ефектів за весь розрахунковий період, приведену до початкового періоду при допущенні, що норма дисконту є незмінною протягом усього розрахункового періоду і розрахунок здійснюється в базових цінах [10, ст. 58-60].

Проект може бути схвалений інвестором, якщо $NPV > 0$, тобто генерує більшу, ніж середньозважена ціна капіталу (WACC) або (CC), норму прибутковості.

Як відомо, інвестиції можуть бути одноразовими, до початку експлуатації об'єкта, так і багаторазові за весь розрахунковий період. У першому випадку потрібно дисконтування капітальних вкладень, а в другому – потрібне обов'язкове дисконтування всіх вкладень за весь розрахунковий період.

У зв'язку з цим є деякі особливості оцінки ефективності інвестиційного проекту.

Розрахунок NPV при одноразових інвестиціях визначається за формулою:

$$NPV = \sum \frac{P_k}{(1+r)^n} - IC, \quad (2.1)$$

де P_n - річні грошові надходження в період n ; IC – стартові (одноразові) інвестиції; r – ставка відсотка; n – число реалізації проекту.

$$PV = \sum \frac{P_k}{(1+r)^n} - \text{накопичена величина дисконтованих надходжень або}$$

поточна вартість доходу за n -період до закінчення терміну дії проекту.

Очевидно, що:

$NPV < 0$, проект повинен бути відкинтий;

$NPV = 0$, проект не прибутковий і не збитковий.

Якщо капітальні вкладення в проект здійснюються в кілька етапів (інтервалів), то розрахунок показника NPV проводять за формулою:

$$NPV = \sum_{t=1}^n \frac{FV_t}{(1+r)^t} - \sum_{t=1}^n \frac{IC_t}{(1+r)^t}, \quad (2.2)$$

де FV_t - майбутня вартість грошових надходжень від проекту по кроку (року) t загального періоду; IC_t - сума інвестицій за кроком t ; r – облікова ставка; n – число кроків [10, ст. 58-60].

У методі внутрішньої норми прибутковості враховується вартість грошей.

Внутрішня норма прибутковості (дисконтуюча норма прибутку) IRR – це ставка дисконтування, при якій чиста приведена вартість інвестицій дорівнює нулю. Інакше кажучи, при такій ставці сума інвестованих коштів

буде окупатися протягом всієї продовженості інвестиційного проекту, а створення нової вартості не відбудеться.

Наближене значення внутрішньої норми прибутковості можна знайти графічним методом, але, як правило, найчастіше, використовують метод лінійної ітерації. Підбираємо значення ставки дисконтування r_0 , при якій чиста приведена вартість інвестицій $NPV(r_0) < 0$ [10].

Підбираємо значення ставки дисконтування r_1 , при якій чиста приведена вартість інвестицій $NPV(r_1) > 0$. Тоді внутрішня норма прибутковості дорівнює:

$$IRR \approx \frac{(r_0 - r_1)NPV(r_0)}{NPV(r_1) - NPV(r_0)}. \quad (2.3)$$

Перевага методу окупності - його простота. На практиці цей метод застосовується досить часто, хоча при цьому не враховується вартість грошей.

Потрібно визначити період окупності, який показує, скільки часу знадобиться для того, щоб проект окупив спочатку інвестовану суму (до перевищення початковим доходом початкових інвестицій). Чим коротший період окупності, тим інвестиційний проект краще [10].

При виборі найбільш ефективного проекту необхідно вирішувати завдання:

- оцінки можливості бути реалізованим, тобто (технічного, економічного, екологічного, соціального та іншого характеру). Реалізуються проекти або виключаються з подальшого розгляду, або їх параметри, умови фінансування і / або організаційно-економічний механізм реалізації коригуються таким чином, щоб задовольнити умовам реалізованості [11];

- оцінки абсолютної ефективності проекту, тобто перевищення оцінки сукупного результату над оцінкою сукупних витрат. Оцінка сукупних результатів повинна включати і оцінку зовнішніх факторів (зовнішніх

ефектів і суспільних благ), здійснювану за відповідними методиками або експертно.

При негативній абсолютної ефективності проект, як правило, виключається з подальшого розгляду. Винятком є проекти на діючому підприємстві, коли всі альтернативні можливості, в тому числі і можливість не здійснювати проект, можуть мати негативну абсолютну ефективність;

- оцінки порівняльної ефективності проектів, тобто можливості переваги одного проекту або їх сукупності в порівнянні з іншим (іншими). Оцінка порівняльної ефективності проводиться, як правило, на усій множині альтернативних проектів;

- вибору з множини проектів найбільш ефективних при тих чи інших обмеженнях (як правило, обмеження на їх сумарне фінансування) [11].

У ряді випадків максимізація очікуваного чистого дисконтованого доходу виявляється еквівалентної використання інших, більш простих з інформаційно-обчислювальної точки зору критеріїв. Перевага цього методу полягає в тому, що він не вимагає інформації в першому випадку - про затрати, а в другому - про результати, отримання якої для деяких проектів може скласти принципові труднощі.

У разі, якщо підприємство вирішує завдання вибору найкращого з альтернативних проектів, що передбачають використання одного і того ж наявного у підприємства майна, як критерій може прийматися показник, аналогічний чистому дисконтованого доходу, але відрізняється тим, що при його розрахунку альтернативна вартість майна приймається рівною нулю. На вибір найкращого напрямки використання майна це не вплине.

Для вирішення завдання вибору найбільш ефективних проектів з заданої сукупності проектів при обмеженні на сумарні капіталовкладення і відсутності взаємного фінансування проектів може бути використаний наступний наближений метод. Проекти відбираються в порядку убуття індексу прибутковості первісних інвестицій (з альтернативних проектів

приймається тільки один) до тих пір, поки не буде вичерпано заданий обсяг капіталовкладень або вказаний індекс прибутковості не стане менше 1.

Як правило, не можна відбирати серед альтернативних проектів найбільш ефективний по найкращому значенню таких показників, як внутрішня норма прибутковості, індекс прибутковості витрат або інвестицій, термін окупності і т.п. Вибране рішення може не збігатися з найкращим за критерієм максимуму чистого дисконтованого доходу. Тому розрахунок всіх цих показників необхідний не стільки для вибору найбільш ефективного проекту, скільки для його аналізу: якщо один або декілька з вищезазначених показників приймають значення, не характерні для проектів даного типу, які свідчать про нестійкість проекту або виходять за межі прийнятності, то необхідно зрозуміти і роз'яснити в проектних матеріалах причини цих відхилень або скорегувати вихідну інформацію і уточнити вибір кращої альтернативи [11].

При розгляді декількох альтернативних інвестиційних проектів в залежності від обраного методу економічної оцінки можна отримати неоднозначні результати, найчастіше суперечать один одному. Разом з тим між розглянутими показниками ефективності інвестицій (NPV, PI, IRR) існує певний взаємозв'язок. Так, якщо $NPV > 0$, то одночасно $IRR > CC$ (вартість залучених фінансових ресурсів) і $PI > 1$; при $NPV = 0$ одночасно $IRR > CC$ і $PI = 1$ [10].

2.3 Особливості порівняння інвестиційних проектів з різними термінами реалізації та масштабах інвестицій

Короткострокові інвестиційні проекти можуть вимагати частої заміни, але вони звільняють кошти для інвестицій в іншому місці. Для цього використовуються спеціальні методи, що дозволяють врахувати вплив часового чинника: метод ланцюгового повтору в рамках загального дії проекту, метод нескінченного ланцюгового повтору порівнюваних проектів, метод еквівалентного ануїтету (еквівалентного річного грошового потоку).

Знаючи чисту наведену вартість NPV, термін реалізації n і альтернативні витрати з інвестицій і інвестиційного проекту, визначають величину окремого річного платежу простий ренти постнумерандо $R = \frac{NPV \cdot i}{1 - 1 / (1 + i)^n}$.

Перевага віддається інвестиційному проекту з великим еквівалентним річним грошовим потоком [10].

При порівнянні проектів різної тривалості методом ланцюгового повтору доцільно використовувати наступну процедуру [12]:

1) визначити спільне кратне для числа років реалізації кожного проекту. Наприклад, А - 3 роки, Б - 2 роки, спільне кратне - 6 років. Проект А буде мати 2 потоку платежів - 1 - 3-й роки, 4 - 6-й роки. проект В буде 3 потоку платежів: 1 - 2 роки, 3 - 4 роки, 5 - 6 років;

2) вважаючи, що кожен з проектів буде повторюватися кілька циклів, розрахувати сумарне значення показника NPV для повторюваних проектів;

3) вибрати той проект із вихідних, у якого сумарне значення NPV повторюваного потоку буде більше;

4) сумарна NPV повторюваного потоку знаходиться за формулою:

$$NPV_{(j,n)} = NPV_j \left(1 + \frac{1}{(1+E)^j} + 1 + \frac{1}{(1+E)^{2j}} + 1 + \frac{1}{(1+E)^{3j}} + 1 + \frac{1}{(1+E)^{(n-1)j}} \right), \quad (2.4)$$

де NPV_j - чистий дисконтований прибуток вихідного (повторюваного) проекту; j - тривалість цього проекту; n - число повторень (циклів) проекту; E -ставка дисконтування.

Іноді для того, щоб порівняти проекти різної тривалості, необхідні дуже трудомісткі розрахунки. Наприклад, якщо у одного проекту термін реалізації 5 років, а в іншій - 7 років, то порівняти їх, можна, тільки збільшивши термін реалізації до 35 років.

Другий метод порівняння проектів різної тривалості базується на понятті еквівалентного ануїтету (ЕА - equivalent annuity). Такий метод

розрахунків називається також визначенням ANPV в річному обчисленні. Цей метод використовується для проектів з ідентичними ризиками.

Еквівалентний ануїтет – це стандартний ануїтет, який має ту ж тривалість, що й оцінюваний інвестиційний проект, і ту ж величину поточної вартості:

$$EA = \frac{NPV}{PVA}, \quad (2.5)$$

де PVA - фактор поточної вартості одиничного ануїтету (знаходиться зі спеціальних фінансових таблиць).

В результаті застосування цієї формули виходять рівні суми для кожного року проекту і вибирається той проект, чиї щорічні надходження будуть вище.

Використання методу еквівалентного ануїтету буде правомірним, якщо:

- кошти можуть бути інвестовані до досягнення однакового для всіх проектів часового горизонту вибуття всіх активів;
- по крайній мірі один проект допускає нескінченну реінвестування грошових надходжень в рамках забезпечення життєдіяльності підприємства.

ПРИКЛАД. Розглядається 2 інвестиційних проекти, які вимагають рівну величину стартових інвестицій - 200 тис. Грн. Ставка дисконту - 10%.

Вибрати оптимальний з них, якщо потоки платежів наступні (тис. грн.):

- проект А: 100; 140;
- проект В: 60; 80; 120.

Рішення:

Знайдемо чистий дисконтований дохід вихідних проектів:

$$NPV_A = \frac{100}{(1+0,1)^1} + \frac{140}{(1+0,1)^2} - 200 = 6,6 \text{ тис.грн};$$

$$NPV_B = \frac{60}{(1+0,1)^1} + \frac{80}{(1+0,1)^2} + \frac{120}{(1+0,1)^3} - 200 = 10,8 \text{ тис.грн}.$$

Спільне кратне для числа років реалізації кожного проекту буде дорівнює 6 років. Тобто, проект А буде мати три потоку платежів, а проект В - два потоку платежів.

Тоді сумарне значення NPV кожного проекту дорівнює:

$$NPV_{A(2,3)} = 6,6 \cdot \left(1 + \frac{1}{(1+0,1)^2} + \frac{1}{(1+0,1)^{2 \cdot 2}} \right) = 16,6 \text{ тис.грн};$$

$$NPV_{B(3,2)} = 10,8 \cdot \left(1 + \frac{1}{(1+0,1)^3} \right) = 18,9 \text{ тис.грн.}$$

Таким чином, проект В є найбільш ефективним.

Також сумарне значення NPV проектів можна розрахувати покроково (табл. 2.1).

Таблиця 2.1 – Сумарне значення NPV

Рік	Коефіцієнт дисконтування	Проект А						Проект В			
		Цикл 1		Цикл 2		Цикл 3		Цикл 1		Цикл 2	
		ГП	ДГП	ГП	ДГП	ГП	ДГП	ГП	ДГП	ГП	ДГП
0	1	-200	-200					-200	-200		
1	$1/(1+0,1)^1$	100	90,9					60	54,5		
2	$1/(1+0,1)^2$	140	115,7	-200	-165,3			80	66,1		
3	$1/(1+0,1)^3$			100	75,13			120	90,2	-200	-150,2
4	$1/(1+0,1)^4$			140	95,62	-200	-136,6			60	40,8
5	$1/(1+0,1)^5$					100	62,1			80	49,7
6	$1/(1+0,1)^6$					140	79,0			120	67,3
NPV			6,6		5,5		4,5		10,8		8,1
		16,6						18,9			

Примітка. ГП - грошові потоки; ДГП - дисконтовані грошові потоки.

ПРИКЛАД. Підприємство має в розпорядженні проекти з наступними очікуваними грошовими потоками (тис. грн.):

Таблиця 2.2 – Очікувані грошові потоки проектів

Проект	0	1	2	3	4
А	-1000	750	500		
Б	-1000	350	350	350	350

Необхідно вибрати найбільш прийнятний проект, використовуючи метод еквівалентного ануїтету. Ставка дисконту 10%.

Рішення:

Розрахуємо величину NPV кожного проекту:

$$NPV_A = \frac{750}{(1+0,1)^1} + \frac{500}{(1+0,1)^2} - 1000 = 95,04.$$

$$NPV_B = \frac{350}{(1+0,1)^1} + \frac{350}{(1+0,1)^2} + \frac{350}{(1+0,1)^3} + \frac{350}{(1+0,1)^4} - 1000 = 109,45.$$

Розрахуємо суму еквівалентного ануїтету кожного проекту:

$$EA_A = \frac{95,04}{PVA_{2\text{роки}, 10\%}} = \frac{95,04}{1,7335} = 54,76 \text{ тис.грн.};$$

$$EA_B = \frac{109,45}{PVA_{4\text{роки}, 10\%}} = \frac{109,45}{3,1699} = 34,53 \text{ тис.грн.}$$

Найбільш прийнятним є проект А.

При аналізі різних за розміром інвестицій проектів виникає проблема масштабу інвестицій. Оцінка ефективності проектів, виконаних за допомогою відносних показників, не збігається з показником чистого дисконтованого доходу. У зв'язку з цим для прийняття рішення проводиться подальший аналіз [13].

ПРИКЛАД. Припустимо, що є два альтернативні проекти. Проект А в перший рік реалізації вимагає капітальних вкладень у розмірі 10000 тис. грн., А проект В - 15000 тис. грн. Грошові надходження на наступний рік складуть

по проекту А - 12000 тис. грн., А за проектом В - 17700 тис. грн. Ставка дисконтування - 10%. Всі розрахунки можна представити у вигляді табл. 2.3:

Таблиця 2.3 – Розрахунки

Інвестиційні проекти	Грошові потоки, тис. грн.		IRR, %	NPV
	1-й рік	2-й рік		
Проект А	-10000	12000	21	826
Проект В	-15000	17700	18	992
Різниця грошових потоків В і А	-5000	+5700	14	166

Як видно з табл. 2.3, проект А більш бажаний, якщо керуватися критерієм IRR. Однак така відповідь може виявитися неправильним. Якщо розглядати тільки показник IRR, то неврахованих залишиться масштаб інвестицій, який відбивається в показнику NPV. NPV проекту В вище (992), ніж NPV проекту А (826). Головна відмінність проектів полягає в тому, що проект В більш великого масштабу і забезпечує додаткові грошові надходження в розмірі 5700 тис. грн. При цьому, внутрішня норма прибутковості додаткових грошових потоків становить 14%. Це є важливим інвестиційною можливістю для компанії, яка може додатково залучити кошти під 10%. Вклавши капітал в проект А, можна заощадити 5000 тис. грн., які можуть принести 5500 тис. грн. (при прибутковості 10%). Це менше, ніж 5700 тис. грн., які можна отримати, вклавши ці кошти в проект В. Таким чином, можна стверджувати, що проект В більш бажаний, т. До підсумкова величина NPV вище.

2.4 Врахування факторів ризику та невизначеності при аналізі інвестиційних проектів

Невизначеність і ризик є невід'ємним складовими інвестиційної діяльності будь-якої компанії. Ризик реального інвестиційного проекту - це

можливість виникнення в ході реалізації проекту несприятливих подій, які можуть обумовити зниження його розрахункового ефекту [14-21]. Враховуючи цей розрахунок ефективності інвестиційних проектів за базовими показниками сьогодні є недостатнім, і облік факторів ризику і невизначеності при оцінці ефективності інвестиційних проектів виступає важливим етапом в ході проведення інвестиції аналізу.

Існує безліч способів обліку ризику і невизначеності, серед яких можна виділити:

- метод коригування на ризик ставки дисконтування;
- метод достовірних еквівалентів;
- імітаційна модель оцінки ризиків;
- визначення стійкості на основі точки беззбитковості;
- аналіз чутливості проекту;
- сценарний метод;
- метод побудови дерева рішень;
- імітаційне моделювання ризиків за методом Монте-Карло.

Розглянемо кожен з представлених методів більш детально, а також представимо деякі пояснення щодо того чи іншого методу, які, на наш погляд, дозволять найбільш повно врахувати чинники ризику і невизначеності при оцінці проектів.

Перший метод - це метод коригування на ризик ставки дисконтування. Це класичний спосіб визначення ставки дисконтування. Основна ідея методу полягає в коригуванні на ризик деякої базової ставки, яка вважається безризиковою або з мінімально прийнятним ступенем ризику. Тобто до величини безризикової ставки додається премія за ризик, асоційований з проектом.

Алгоритм методу такий: спочатку визначається вихідна норма дисконту, відповідна безризиковим інвестиціям. Потім визначається ризик, асоційований з даним проектом. Премія за ризик може бути визначена експертним шляхом, нормативним методом, кумулятивним способом, а також за допомогою

моделі CAPM. Далі розраховується один з показників ефективності інвестиційного проекту, наприклад, NPV, за новою ставці дисконтування, з якої врахована премія за ризик. Якщо NPV позитивна, то проект слід прийняти.

На наш погляд, даний спосіб обліку ризику при оцінці ефективності повинен застосовуватися завжди, в тому числі при застосуванні інших методів обліку ризику, так як ставка дисконтування є ключовим фактором, що впливає на результати проведеної оцінки. І, безсумнівно, до безризиковою ставкою повинна додаватися відповідна премія за ризик проекту, інакше в разі мінімально допустимих отриманих показниках ефективності прийняти рішення про доцільності реалізації інвестиційного проекту буде практично неможливо.

Наступний метод обліку чинників ризику та невизначеності при оцінці ефективності інвестиційного проекту - це метод зміни грошового потоку. Інакше його називають методом достовірних еквівалентів.

Алгоритм цього методу наступний. для початку визначають найбільш ймовірні, або базові, значення грошових потоків для кожного року, на підставі яких розраховується базовий показник чистого дисконтованого доходу. Потім визначають ймовірності отримання грошового потоку для кожного року. Ці ймовірності використовуються в якості понижуючих коефіцієнтів, при цьому зі збільшенням році ймовірності зменшуються, тому що чим далі термін, тим більше невизначеність розрахованих грошових потоків. Далі складають відкориговані грошові потоки, множачи базові потоки на ймовірності, тобто понижуючі коефіцієнти, і на їх основі розраховують відкоригований NPV. Якщо відкоригований чистий дисконтований дохід є позитивним, проект приймають. При цьому проект з найбільшим значенням відкоригованого чистого дисконтованого доходу вважається менш ризикованим.

Методи перевірки стійкості проекту включають в себе імітаційну модель оцінки ризиків, а також аналіз стійкості на основі точки беззбитковості.

Імітаційна модель оцінки ризиків передбачає наступний алгоритм дій. Для початку по проекту будують три можливих варіанти розвитку - песимістичний, тобто найгірший, найбільш ймовірний і оптимістичний, тобто найкращий. Далі по кожному варіанти розраховується відповідний показник чистого дисконтованого доходу: NPV песимістичний, NPV найбільш ймовірний і NPV оптимістичний. Потім по кожному проекту розраховують розмах варіації NPV. Розмах варіації в статистиці являє собою різницю між максимальним і мінімальним значенням. Тобто для знаходження розмаху варіації показника чистого дисконтованого доходу необхідно знайти різницю між NPV оптимістичними і NPV песимістичним. При порівнянні проектів робимо висновок: той проект більш ризикований, у якого значення розмаху варіації чистого дисконтованого доходу більше.

Метод аналізу чутливості дозволяє отримати відповідь на питання, що буде з результатом, якщо зміниться значення деякої вихідної величини.

Розглянемо алгоритм проведення аналізу чутливості. Спочатку проводиться відбір основних параметрів, по відношенню до яких буде проводитися аналіз чутливості показника ефективності. Потім визначаються найбільш ймовірні значення для вихідних показників, а також можливі діапазони їх змін: при кращому і гіршому варіанті. Далі поступово змінюють значення вихідних параметрів і досліджують їх вплив на кінцевий результат. Тобто для максимального і мінімального значень кожного з параметрів знаходять відповідне значення і зміна NPV, припускаючи всі інші параметри постійними, тобто фіксують їх на рівні проєктованих значень. Таким чином визначаються фактори, що впливають на показник ефективності проєкту в більшій мірі.

Також при використанні даного методу розраховують коефіцієнт еластичності для виявлення найбільш значущих чинників. Ті параметри, які мають коефіцієнт еластичності більше одиниці, надають істотний вплив на показник ефективності інвестиційного проєкту. Чим більше діапазон варіації

параметрів, при якому чистий дисконтований дохід залишається позитивною величиною, тим стійкіше проект.

Для проведення аналізу чутливості використовуються різні інструменти. Найбільш простим є діаграма Торнадо, на якій відображають зміни чистого дисконтованого доходу по кожному з обраних параметрів. Факторні зміни чистого дисконтованого доходу розташовуються так, щоб ті параметри, за якими зміна показника ефективності максимально, перебували у верхній частині діаграми, а ті, за якими мінімально - в нижній.

Результат аналізу чутливості можна уявити також і у вигляді променевої діаграми, де прямими лініями будуть відображатися зміни в процентах ефективності при зміні на певну кількість відсотків вихідних параметрів. Дивлячись на графік, можна легко виявити ті чинники, коефіцієнт еластичності яких більше одиниці, тобто які мають значний вплив на ефективність інвестиційного проекту.

Слід зазначити, що в якості показника ефективності при проведенні аналізу чутливості може бути використаний і інший показник, наприклад, внутрішня норма прибутковості - IRR.

Даний метод є громіздким і складним з точки зору проведення розрахунків, проте використання програмних продуктів спрощує проведення аналізу чутливості.

Сценарний метод і метод побудови дерева рішень є найбільш точні, але і найбільш складні з технічної точки зору.

Загальний алгоритм методів такий. Для початку необхідно описати всі можливі умови реалізації інвестиційного проекту: у формі сценаріїв або моделей системи обмежень на показники проекту. Далі необхідно по кожному варіанту розвитку подій визначити грошові потоки, тобто врахувати всі витрати і результати, а також розрахувати по кожному сценарієм один з показників ефективності. Потім визначаються ймовірності окремих варіантів реалізації інвестиційного проекту і відповідних їм показників ефективності. І, нарешті, розраховується показник ефективності самого проекту в цілому,

проводиться розрахунок очікуваного інтегрального ефекту. Якщо ймовірності кожного сценарію відомі, то розраховується середньозважене значення показників ефективності кожного сценарію, де в якості ваги виступає ймовірність кожного сценарію.

Методом Монте-Карло можна віднести до групи теоретико-імовірнісних методів. Вони відрізняються великою теоретичною складністю і малою можливістю їх практичного застосування. В імітаційному моделюванні використовується математичний апарат імітації за методом Монте-Карло, застосовуваний для опису процесів, що мають імовірнісну природу. Реалізація імітаційного моделювання ризиків складна і вимагає використання спеціального програмного забезпечення.

Висновки до розділу

Безсумнівно, вибір конкретних методів обліку чинників ризику та невизначеності оцінки буде визначатися додатковими факторами, серед яких можна виділити:

- види інвестиційного ризику;
- повноту і достовірність доступної інформаційної бази;
- рівень кваліфікації інвестиційних менеджерів, ризик-менеджерів, які проводять оцінку; рівень їх підготовленості до застосування сучасного математичного і статистичного апарату проведення оцінки, а також сучасних комп'ютерних технологій;
- технічну і програмну оснащеність для проведення оцінки;
- можливість залучення до оцінки при необхідності кваліфікованих експертів і так далі [22].

З ОБЛІК НЕВИЗНАЧЕНСТІ ІНФОРМАЦІЇ ПРИ ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНОМУ ПОРІВНЯННІ ВАРІАНТІВ ОРГАНІЗАЦІЇ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ СПОЖИВАЧІВ

3.1 Техніко-економічне обґрунтування номінальної потужності розподільних трансформаторів

На стадії проектування практично будь-яких складних об'єктів завжди має місце фактор невизначеності - неповноти знань як про сам об'єкт проектування, так і щодо умов його функціонування в майбутньому. Для них неможливо заздалегідь в повному обсязі однозначно визначити всі їх технологічні, економічні та інші показники у вигляді детермінованих величин. Виходячи з досвіду проектувальників, аналізу результатів реалізації подібних проектів, тенденцій розвитку економіки в цілому і певною її галузі є можливість тільки орієнтовно оцінити передбачувані значення параметрів, які, наприклад, необхідні для техніко-економічної оцінки проектів.

Разом з тим при проектуванні електроенергетичних об'єктів, зокрема систем електропостачання, багато технічних рішень відповідно до чинних нормативних документів приймаються на основі техніко-економічного порівняння ряду альтернативних варіантів.

Однією з особливостей функціонування сучасної електроенергетики є необхідність багаторазової трансформації електричної енергії в процесі її передачі і розподілу. Тому в електроенергетичних системах сумарна встановлена потужність трансформаторів в кілька разів перевищує встановлену потужність генеруючого обладнання та, відповідно, величину навантаження. Звідси - постійна увага проектувальників і інженерно-технічного персоналу енергокомпаній до питань вибору оптимальної потужності трансформаторів, при проектуванні, а також в умовах експлуатації енергетичних систем.

Є велика бібліографія, присвячена питанню обґрунтування номінальної потужності трансформаторів, зокрема [24, 26, 27, 28, 29], де при його

вирішенні орієнтувалися на різні критерії, що природно приводило до формування кардинально різних рекомендацій.

Аналіз перерахованих вище та ряд інших публікацій дозволяє зробити ряд висновків. По-перше, прийняте рішення в значній мірі буде залежати від використовуваного критерію ефективності - мінімуму втрат активної потужності і електроенергії або економічних показників (дисконтовані витрати, вартість розподілу електроенергії і т. д.).

По-друге, в наведених роботах, хоча і робилася спроба врахувати інфляційні процеси (наприклад, [30]) все ж не бралися до уваги такі важливі фактори як постійне збільшення тарифів на електроенергію і витрат на обслуговування трансформаторів, термін служби проекту (тобто термін експлуатації трансформатора зі зменшеними втратами), зміна навантажень споживачів, ставок податків, реальної норми дисконту і ін.

По-третє, необхідно враховувати, що в даний час істотно змінилася економічна ситуація, в умовах якої здійснюється проектування і експлуатація систем електропостачання. За останні роки ціна на електричну енергію зросли значно більше, ніж вартість основного електротехнічного обладнання. Певною мірою це відноситься і до витрат на їх обслуговування. Це ускладнює використання рекомендацій, отриманих за результатами досліджень попередніх років.

І нарешті, необхідно також враховувати на яку інформаційну базу ми можемо спиратися при виборі відповідного математичного апарату для вирішення даного завдання.

Тому традиційний підхід, коли з декількох варіантів побудови СЕС на підставі порівняння детермінованих значень наведених або дисконтованих витрат вибирається оптимальний не є достатньо обґрунтованим, тому що при цьому не передбачається облік зміни перерахованих вище факторів протягом терміну експлуатації трансформаторів і реальні можливості їх оцінки.

Крім цього, з огляду на, що вартість спорудження і експлуатаційного обслуговування електричної мережі залежить від площі зони в якій

розташовані споживачі, які отримують по ній електричну енергію, величини їх навантаження, то для економічної оцінки варіантів електропостачання в якості цільової функції було б доцільно використовувати безрозмірну величину рівну відношенню сумарних дисконтованих витрат до вартості переданої (або спожитої) електроенергії за весь розрахунковий період експлуатації проекрованої системи електропостачання. Такий підхід дає можливість порівнювати варіанти організації електропостачання при їх подібних, але все ж кілька різних розмірах і параметрах.

Якщо прийняти, що розподільні трансформатори і низьковольтна мережа споруджуються за один рік, то сумарні витрати $(K_{mp} + K_c)$ можна виділити в окреме доданок. З метою врахування різночасності інших складових витрат здійснюємо їх приведення до базисного року. При цьому цільова функція з урахуванням наведених вище міркувань може бути представлена наступним чином

$$Z = \frac{(K_{mp} + K_c) + \sum_{t=1}^T \frac{z_c \cdot (1+k_c)^{t-1} + \Delta A \cdot (1+k_\Delta)^{t-1} \cdot C_\Delta \cdot (1+k_e)^{t-1}}{(1+k_d)^{t-1}}}{\sum_{t=1}^T \frac{A \cdot (1+k_A)^{t-1} \cdot C_e \cdot (1+k_e)^{t-1}}{(1+k_d)^{t-1}}} \quad (3.1)$$

де K_{mp} , K_c , - сумарні одноразові витрати відповідно на розподільні трансформатори і спорудження низьковольтної мережі; z_c - вихідні витрати на обслуговування трансформаторів і мережі; ΔA - втрати електричної енергії в трансформаторах і низьковольтних мережах; C - вартість електроенергії в початковому році; A - сумарна електроенергія передана споживачам в вихідному році; C_Δ - вартість втрат електричної енергії, яка, наприклад, може бути визначена відповідно до рекомендацій, $k_c, k_\Delta, k_e, k_A, k_d$ - коефіцієнти, що відображають відповідно зміна витрат на обслуговування трансформаторів і низьковольтної мережі, величини втрат електричної енергії в елементах системи, відпуску електроенергії в систему, вартості електричної енергії, а k_d - коефіцієнт дисконтування.

Тут важливо відзначити, що зазначені вище коефіцієнти, що враховують можливу зміну технічних і економічних показників що характеризують умови експлуатації проектованої системи електропостачання в майбутньому, не можуть бути визначені однозначно і, відповідно, принципово не можуть бути задані детермінованими величинами.

Таким чином, можна зробити висновок, що частина входять в структуру цільової функції параметрів носять невизначений (нечіткий) характер. При цьому проблема невизначеності інформації стає ще більш очевидною, якщо мова йде про попередні етапах проектування (коли ще невідомі конкретні постачальники обладнання та виконавці робіт), а характер зміни ряду параметрів потрібно прогнозувати на досить тривалу перспективу. Тому до проведення спеціальних досліджень допустимо прийняти, що, зокрема, всі коефіцієнти в (3.1) будуть визначатися експертним шляхом і задаватися у вигляді інтервалу їх можливих значень $[\underline{k}; \bar{k}]$, а їх зміна в часі буде підкорятися показовому закону $\left(1 + [\underline{k}; \bar{k}]\right)^{t-1}$. В першу чергу це стосується параметрів відображають характер зміни щорічних витрат на обслуговування елементів системи, обсягу відпуску в мережу електричної енергії (або її споживання), вартості електроенергії, а також коефіцієнта дисконтування.

Зокрема, аналіз даних [31] показує, що за останній час зміна середньозваженої річної вартості електроенергії на оптовому енергоринку України становило від 5% до 25%. Досить велика різниця також спостерігається в тарифах на послуги з розподілу електричної енергії [32].

У більшій чи меншій мірі фактор невизначеності пов'язаний і з чисельної характеристикою інших параметрів, що входять до складу (3.1). Так, в ринкових умовах важко однозначно визначити і капітальні витрати на спорудження ТП і прокладку кабельних ліній. Більш того іноді навіть складно вказати чи буде певний параметр (наприклад, відпуск електроенергії в мережу) в перспективі зростатиме або знижуватися.

Таким чином, цільова функція (3.1) містить три групи складових: капітальні вкладення - K_{mp} і K_c ; експлуатаційні витрати - z_c ; витрати, пов'язані з відшкодуванням втрат електроенергії. Розглянемо можливість їх визначення в контексті завдання обґрунтування оптимальної номінальної потужності трансформаторів і кількості ТП при організації електропостачання групи споживачів комунально-побутового характеру.

Капітальні витрати повинні враховувати витрати на обладнання (власне трансформатори, комутаційне обладнання, будови, засоби захисту, автоматики, обліку, кабелі, електротехнічну арматуру) і на будівельно-монтажні роботи.

В принципі ці компоненти витрат (K_{mp} і $K_c = \kappa_{0_{кл}} \times L_{кл}$), а також експлуатаційні витрати (z_c) допустимо оцінити на підставі рекомендацій [33], де відповідні показники (укрупнені вартості ТП - K_{mp} і одного кілометра кабельних ліній - $\kappa_{0_{кл}}$) задані детермінованими величинами. Одночасно можна врахувати, що експлуатаційні витрати для ліній пов'язані, перш за все, з аварійним обслуговуванням їх пошкоджених ділянок. Імовірність ушкодження КЛ набагато менше ймовірності пошкодження ПЛ, що, в принципі, дозволяє даний вид витрат при визначенні оптимальних параметрів трансформаторів не враховувати.

Витрати, пов'язані з відшкодуванням втрат електроенергії ΔA , зумовлені втратами активної потужності, які нехтуючи реактивним навантаженням і використовуючи метод числа годин найбільших втрат можна оцінити таким чином:

- в лініях низької напруги, що живлять зосереджене навантаження P_{max}

$$\Delta A = \frac{P_{max}^2}{U_n^2} \times R_l \times \left(0,124 + \frac{A}{P_{max}} \times 10^{-4} \right) \times 8760$$

- в розподільних трансформаторах

$$\Delta A = \Delta P_{xx} \times T_{\text{вкл}} + \Delta P_{\text{кз}} \times \left(\frac{P_{\text{мп}}}{S_{\text{нтр}}} \right)^2 \left(0,124 + \frac{A}{P_{\text{max}}} \times 10^{-4} \right) \times 8760$$

Беручи до уваги всі наведені вище міркування, для розрахунку відносної величини дисконтованих витрат, включаючи витрати на придбання та монтаж трансформаторів і кабельних ліній, їх обслуговування, компенсацію втрат електричної енергії холостого ходу, навантажувальних втрат в трансформаторах і низьковольтних лініях і з огляду на, що в межах кожного варіанти всі розподільні трансформатори і низьковольтні лінії мають ідентичні параметри і практично однакове навантаження, а також припустивши, що відпуск електроенергії (її споживання) змінюється пропорційно зміні навантаження споживачів, вираз (3.1) може бути представлено у вигляді п'яти відповідних складових наступним чином

$$\begin{aligned} Z = & \frac{K_{mn\Sigma} + K_{\text{кл}\Sigma}}{\sum_{t=1}^T \frac{A \times \left[1 + \left(\underline{k}_s, \bar{k}_s \right) \right]^{t-1} \times C_e \times \left[1 + \left(\underline{k}_e, \bar{k}_e \right) \right]^{t-1}}{\left[1 + \left(\underline{k}_d, \bar{k}_d \right) \right]^{t-1}}} + \\ & + \frac{\sum_{t=1}^T \frac{z_c \times (1 + k_c)^{t-1}}{\left[1 + \left(\underline{k}_d, \bar{k}_d \right) \right]^{t-1}}}{\sum_{t=1}^T \frac{A \times \left[1 + \left(\underline{k}_s, \bar{k}_s \right) \right]^{t-1} \times C_e \times \left[1 + \left(\underline{k}_e, \bar{k}_e \right) \right]^{t-1}}{\left[1 + \left(\underline{k}_d, \bar{k}_d \right) \right]^{t-1}}} + \\ & + \frac{\sum_{t=1}^T \frac{n_{\text{мп}} \times \Delta P_{xx} \times 8760 \times C_e \times \left[1 + \left(\underline{k}_e, \bar{k}_e \right) \right]^{t-1}}{\left[1 + \left(\underline{k}_d, \bar{k}_d \right) \right]^{t-1}}}{\sum_{t=1}^T \frac{A \times \left[1 + \left(\underline{k}_s, \bar{k}_s \right) \right]^{t-1} \times C_e \times \left[1 + \left(\underline{k}_e, \bar{k}_e \right) \right]^{t-1}}{\left[1 + \left(\underline{k}_d, \bar{k}_d \right) \right]^{t-1}}} + \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
& \sum_{t=1}^T \frac{n_{mp} \times \Delta P_{кз} \times \left\{ \frac{P_{mp \max} \left[1 + \left(\underline{k}_s, \bar{k}_s \right) \right]^{t-1}}{S_{нmp}} \right\}^2 \times \left\{ 0,124 + \frac{T_{\max}}{10^4} \right\}^2 \times 8760 \times C_e \times \left[1 + \left(\underline{k}_e, \bar{k}_e \right) \right]^{t-1}}{\left[1 + \left(\underline{k}_d, \bar{k}_d \right) \right]^{t-1}} + \\
& + \frac{\sum_{t=1}^T \frac{A \times \left[1 + \left(\underline{k}_s, \bar{k}_s \right) \right]^{t-1} \times C_e \times \left[1 + \left(\underline{k}_e, \bar{k}_e \right) \right]^{t-1}}{\left[1 + \left(\underline{k}_d, \bar{k}_d \right) \right]^{t-1}}}{\left[1 + \left(\underline{k}_d, \bar{k}_d \right) \right]^{t-1}} + \\
& \sum_{t=1}^T \frac{n_n \times \left\{ \frac{P_{n \max} \times \left[1 + \left(\underline{k}_s, \bar{k}_s \right) \right]^{t-1}}{U_n} \right\}^2 \times R_n \times 10^{-3} \times \left\{ 0,124 + \frac{T_{\max}}{10^4} \right\} \times 8760 \times C_e \times \left[1 + \left(\underline{k}_e, \bar{k}_e \right) \right]^{t-1}}{\left[1 + \left(\underline{k}_d, \bar{k}_d \right) \right]^{t-1}} + \\
& + \frac{\sum_{t=1}^T \frac{A \times \left[1 + \left(\underline{k}_s, \bar{k}_s \right) \right]^{t-1} \times C_e \times \left[1 + \left(\underline{k}_e, \bar{k}_e \right) \right]^{t-1}}{\left[1 + \left(\underline{k}_d, \bar{k}_d \right) \right]^{t-1}}}{\left[1 + \left(\underline{k}_d, \bar{k}_d \right) \right]^{t-1}} \quad (3.2)
\end{aligned}$$

де $\left(\underline{k}_s, \bar{k}_s \right)$, $\left(\underline{k}_e, \bar{k}_e \right)$, $\left(\underline{k}_d, \bar{k}_d \right)$ - інтервальні оцінки динаміки зміни відповідно максимальної величини електричних навантажень, вартості електроенергії та коефіцієнта дисконтування.

При цьому в знаменниках складових (3.2), в принципі, повинна бути представлена сумарна вартість електроенергії переданої через розподільні трансформатори протягом всього терміну експлуатації проектного обладнання. Однак в даному випадку в якості зазначеного показника розглядається величина вартості спожитої електроенергії (А). У будь-якому випадку такий підхід забезпечить безрозмірність показника Z і його незалежність від економічної кон'юнктури.

Подальший аналіз варіантів побудови систем електропостачання з використанням трансформаторів різної номінальної потужності, по суті, зводиться до порівняння отриманих інтервальних оцінок відносних значень дисконтованих витрат.

Концептуальна складність даного завдання, як і більшості інших завдань, пов'язаних з урахуванням невизначеності вихідної інформації, полягає у відсутності єдиного загальноприйнятого підходу до їх вирішення.

На перший погляд, найбільш природним виглядає безпосередній розрахунок дисконтованих витрат з використанням математичного апарату інтервального аналізу [34].

В цьому випадку принциповим моментом є вибір процедури порівняння між собою отриманих інтервальних відносних значень дисконтованих витрат. Якщо інтервальні оцінки не перетинаються, то рішення на користь тієї чи іншої альтернативи буде очевидним. Основна складність полягає в порівнянні пересічних інтервалів (рис. 3.1). У технічній літературі можна знайти безліч різних підходів до реалізації зазначеного завдання [35, 36, 37].

У цьому плані одним з найбільш універсальних є алгоритм запропонований в роботі [38], який не тільки дозволяє у всіх ситуаціях здійснити порівняння інтервалів, але паралельно визначає і ймовірність виконання цієї умови (P), тобто по суті ступінь довіри до отриманого результату. Нижче наведені формули для розрахунку показника P при різному взаємному розташуванні інтервальних оцінок (Рис. 3.1).

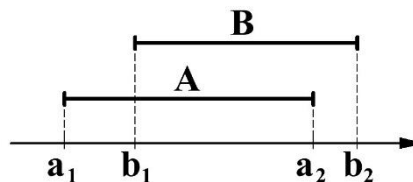


Рисунок 3.1 – Порівняння інтервальних оцінок

Дані обчислення виконуються у відповідності з наступними правилами:

1. Якщо $b_1 \geq a_1 \wedge b_2 \leq a_2$, то $P(B \supset A) = \frac{b_1 - a_1}{a_2 - a_1} + \frac{1}{2} \frac{a_2 - a_1}{b_2 - b_1}$, $P(A = B) = \frac{b_2 - b_1}{a_2 - a_1}$;
2. Якщо $a_1 \geq b_1 \wedge a_2 \leq b_2$, то $P(B \supset A) = \frac{b_2 - a_2}{b_2 - b_1} + \frac{1}{2} \frac{a_2 - a_1}{b_2 - b_1}$, $P(A = B) = \frac{a_2 - a_1}{b_2 - b_1}$;

$$3. \text{ Якщо } b_1 \geq a_1 \wedge b_2 \geq a_2 \wedge b_1 \leq a_2, \text{ то } P(B \rangle A) = 1 - \frac{1}{2} \frac{(a_2 - b_1)^2}{(a_2 - a_1)(b_2 - b_1)}$$

$$P(A = B) = \frac{(a_2 - b_1)^2}{(a_2 - a_1)(b_2 - b_1)};$$

$$4. \text{ Якщо } a_1 \geq b_1 \wedge a_2 \geq b_2 \wedge a_1 \leq b_2, \text{ то } P(B \rangle A) = 1 - \frac{1}{2} \frac{(b_2 - a_1)^2}{(a_2 - a_1)(b_2 - b_1)}$$

$$P(A = B) = \frac{(b_2 - a_1)^2}{(a_2 - a_1)(b_2 - b_1)}. \quad (3.3)$$

З метою ілюстрації можливості застосування даного підходу можна порівняти три варіанти організації електропостачання групи споживачів комунально-побутового призначення, відповідно з використанням трансформаторів номінальною потужністю 1000 кВА, 630 кВА, і 400 кВА. Всі розглянуті варіанти характеризуються однаковим рівнем надійності електропостачання (у першій-ліпшій нагоді застосовуються двотрансформаторні підстанції з АВР на стороні низької напруги і низьковольтні мережі, побудовані за двопроміневою схемою), близькими за величиною коефіцієнтами завантаження трансформаторів ($K_z \approx 0,7$) і схожою щільністю навантаження в зоні електропостачання (близько 10 МВт / км²). Очевидно, що в цих умовах обсяг навантаження (а, відповідно, і рівень електроспоживання за розрахунковий період) в кожному з аналізованих варіантів можуть дещо відрізнятися. Однак вплив даного чинника при проведенні техніко-економічного порівняння варіантів побудови системи електропостачання нівелюється за рахунок використання у відповідних розрахунках (3.2) нормованих (за сумарною вартістю спожитої за розрахунковий період електроенергії) значень дисконтованих витрат.

Таким чином, перший варіант передбачає використання 1 ТП з двома трансформаторами потужністю по 1000 кВА для електропостачання 14 ідентичних споживачів з сумарним навантаженням 1400 кВт. У другому варіанті передбачається розміщення двох двотрансформаторних ТП з

трансформаторами потужністю 630 кВА для електропостачання 18 умовних комунально-побутових споживачів з сумарним навантаженням потужність 1800 кВт. У третьому варіанті планується застосування трьох двотрансформаторних ТП з трансформаторами потужністю 400 кВА для електропостачання 16 споживачів з сумарним навантаженням 1600 кВт.

При прийнятій щільності навантаження (близько 10 МВт на 1 км²) зона електропостачання для кожної ТП за різними варіантами складе:

$$S_1 = \frac{1400 \text{ кВт}}{10000 \text{ кВт} / \text{км}^2} = 0,14 \text{ км}^2, S_2 = \frac{1800 \text{ кВт}}{2 \times 10000 \text{ кВт} / \text{км}^2} = 0,09 \text{ км}^2,$$

$$S_3 = \frac{1600 \text{ кВт}}{3 \times 10000 \text{ кВт} / \text{км}^2} = 0,053 \text{ км}^2$$

Умовно зазначені зони електропостачання можна представити у вигляді кіл з радіусами, відповідно, $r_1 \approx 210$ м, $r_2 \approx 170$ м, $r_3 \approx 130$ м.

З огляду на, що споживачі можуть розташовуватися як в безпосередній близькості від ТП, так і на периферії зони її обслуговування, усереднену довжину низьковольтних ліній для кожного з варіантів можна орієнтовно оцінити як половина відповідного радіуса. тоді маємо

$$L_1 = 105 \text{ м}, \quad L_2 = 85 \text{ м}, \quad L_3 = 65 \text{ м}.$$

Згідно [33], одноразові капітальні вкладення в спорудження ТП і низьковольтних мереж за окремими варіантами можна задати такими інтервальними величинами:

$$K_{ТП1} = 2798000 \text{ грн.}$$

$$K_{кл1} = 2 \times 14 \times 0,105 \text{ км} \times 556000 \text{ грн} / \text{км} = 1634640 \text{ грн.}$$

$$K_{ТП2} = 2 \times 1630000 \text{ грн} = 3260000 \text{ грн.}$$

$$K_{кл2} = 2 \times 18 \times 0,085 \text{ км} \times 556000 \text{ грн} / \text{км} = 1701360 \text{ грн.}$$

$$K_{ТП3} = 3 \times 1267000 \text{ грн} = 3801000 \text{ грн.}$$

$$K_{кл3} = 2 \times 16 \times 0,065 \text{ км} \times 556000 \text{ грн} / \text{км} = 1156480 \text{ грн.}$$

Відповідні параметри плануються до використання трансформаторів мають таке значення

$$\text{ТМ 1000} \quad \Delta P_{\text{xx}} = 1,55 \text{ кВт}, \quad \Delta P_{\text{кз}} = 10,8 \text{ кВт};$$

$$\text{ТМ 630} \quad \Delta P_{\text{xx}} = 1,05 \text{ кВт}, \quad \Delta P_{\text{кз}} = 7,6 \text{ кВт}.$$

$$\text{ТМ 400} \quad \Delta P_{\text{xx}} = 0,83 \text{ кВт}, \quad \Delta P_{\text{кз}} = 5,5 \text{ кВт};$$

У першій-ліпшій нагоді все низьковольтні лінії виконані кабелем ВВГ 4х120 з параметрами: $r_0 = 0,27 \text{ Ом/км}$, $x_0 = 0,06 \text{ Ом/км}$.

Припустимо, що всі споживачі (потужність кожного з яких складає 100 кВт) за характером електроспоживання ідентичні і для них можна прийняти $T_{\text{max}} = 3000$ годину. Вони харчуються за двома вводом, кожен з яких забезпечує 50% сумарного навантаження споживача ($P_{\text{лmax}}$).

При цьому у варіанті з трансформаторами номінальною потужністю 1000 кВА навантаження всіх трансформаторних підстанцій ідентичні і становлять і становлять 1 400 кВт ($P_{\text{трmax}} = 700 \text{ кВт}$).

У варіанті з трансформаторами потужністю 630 кВА все ТП має навантаження 900 кВт ($P_{\text{трmax}} = 450 \text{ кВт}$).

У варіанті з трансформаторами номінальною потужністю 400 кВА від двох ТП харчується по 5 споживачів і їх навантаження складає 500 кВт ($P_{\text{трmax}} = 250 \text{ кВт}$), а від одного ТП - по 6 споживачів з навантаженням 600 кВт ($P_{\text{трmax}} = 300 \text{ кВт}$).

Як вже зазначалося вище, витратами на обслуговування низьковольтних кабельних ліній можна знехтувати. Таким чином, витрати на технічне обслуговування для розглянутих варіантів складуть [39]

- при орієнтації на трансформатори потужністю 1000 кВА

$$Z_{c1} = 8436 \text{ грн};$$

- для варіанту з трансформаторами потужністю 630 кВА

$$Z_{c2} = 2 \times 8436 = 16872 \text{ грн};$$

- для варіанту з трансформаторами потужністю 400 кВА

$$Z_{c3} = 3 \times 8436 = 25308 \text{ грн}.$$

Вартість електроенергії згідно [40] приймаємо 2,3 грн / кВт год.

Для реалізації подальших розрахунків будемо вважати, що максимальне навантаження протягом розрахункового періоду може як зростати, так і знижуватися, наприклад, в результаті реалізації відповідних енергозберігаючих заходів $k_s = [-0,01; 0,03]$, щорічне зростання вартості електроенергії може становити від 5 до 15 відсотків ($k_e = [0,05; 0,15]$), з огляду на відсутність переконливих підстав для однозначного визначення коефіцієнта дисконтування, задамо його інтервального величиною $k_d = [0,12; 0,15]$.

Розрахунки, виконані на підставі правил інтервального арифметики відповідно до (3.2), дали такі результати.

При розрахунковому періоді 5 років відносні дисконтовані витрати при використанні трансформаторів потужністю 1000 кВА складуть $[0,094; 0,136]$, для варіанта з трансформаторами потужністю 630 кВА вони дорівнюватимуть $[0,0835; 0,1217]$, а при орієнтації на трансформатори потужністю 400 кВА - $[0,0944; 0,1372]$. Аналогічні показники при розрахунковому періоді 10 років будуть відповідно мати наступні значення: для трансформаторів 1000 кВА - $[0,0434; 0,1057]$, для трансформаторів 630 кВА - $[0,039; 0,0969]$, для трансформаторів 400 кВА - $[0,0442; 0,1087]$. При орієнтації на 20-річний розрахунковий період зазначені показники складуть: для трансформаторів номінальною потужністю 1000 кВА, для трансформаторів номінальною потужністю 630 кВА і для трансформаторів номінальною потужністю 400 кВА.

На підставі (3.2) легко переконатися в наступному. Якщо при розрахунковому періоді 5 років, імовірність того, що використання трансформаторів потужністю 630 кВА з точки зору дисконтованих витрат є краще застосування трансформаторів потужністю 1000 кВА становить $P = 0,76$, то аналогічний показник при розрахунковому періоді 20 років буде дорівнює $P = 0,54$. Відповідно ймовірності того, що зазначені результати будуть раціональними в першому випадку становить $P = 0,48$, а в другому -

$P = 0,93$. У свою чергу, при розрахунковому періоді 5 років ймовірність того, що дисконтовані витрати при орієнтації на трансформатори номінальною потужністю 630 кВА будуть менше варіанту з трансформаторами 250 кВА складе $P = 0,77$. Той же показник при 20 річному розрахунковому періоді складе $P = 0,56$. Імовірність рівності витрат відповідно складе в першому випадку $P = 0,45$, а в другому - $P = 0,89$.

Таким чином, очевидно, що в міру збільшення розрахункового періоду різниця інтервальних оцінок дисконтованих витрат за окремими варіантами буде помітно знижуватися. Отримані результати свідчать про те, що розглянутий підхід до вибору оптимальної потужності розподільних трансформаторів з урахуванням динаміки зміни техніко-економічних показників в процесі їх експлуатації протягом розрахункового періоду не дозволяє прийняти переконливого для ЛПР рішення. Дана обставина вимагає застосування альтернативного (або додаткового) підходу, до врахування невизначеності інформації при прийнятті економічно обґрунтованих рішень в процесі проектування СЕП.

3.2 Особливості техніко-економічного аналізу проектів електропостачання в сучасних умовах

В роботі була обґрунтована необхідність врахування об'єктивно існуючої невизначеності інформації в процесі вибору рішень, пов'язаних з розвитком систем електропостачання, зокрема, при визначенні оптимальної номінальної потужності розподільних трансформаторів. Одночасно було показано, що в цьому випадку при поданні ряду прогнозних техніко-економічних характеристик у вигляді інтервалу їх можливих значень з метою врахування невизначеності даної інформації, подальше застосування математичного апарату інтервального аналізу для порівняння альтернативних варіантів на основі показника відносних дисконтованих витрат не дозволяє прийняти переконливе рішення щодо оптимальної потужності трансформаторів. При цьому слід зазначити, що при постановці

даного завдання була врахована невизначеність тільки ряду економічних чинників. Насправді ж в сучасних умовах розвитку енергетики, з урахуванням ринкової економіки розглянута постановка задачі видається дещо спрощеною. По-перше, не зовсім переконливим є завдання вартісних показників енергетичного обладнання, трансформаторів ТП, а також КЛ детермінованими значеннями на основі нормативних документів, зокрема, відповідно до рекомендацій [33]. У зв'язку з цим при реалізації практичних розрахунків дані показники було б більш переконливим також задавати інтервальними величинами, на основі аналізу наявних комерційних пропозицій, наприклад, з огляду на дані [41, 42], що ще більше ускладнить застосування розглянутих вище методів для реалізації техніко-економічних розрахунків.

Однак, головна складність у постановці і вирішенні зазначеного завдання полягає в наступному. В даний час при вирішенні проектних завдань, зокрема, в сфері електропостачання було б бажано відобразити фактор невизначеності в плані обліку можливих сценаріїв розвитку електроенергетики в цілому. Перш за все, це стосується таких факторів як стрімке поширення розподіленої генерації в різних її формах, перш за все, за рахунок широкого повсюдного впровадження поновлюваних джерел енергії, в тому числі і спільно із засобами її акумулювання і активне розширення використання електромобілів, що може привести до масштабного включення зарядних станцій до складу навантажень як громадських, так і житлових будівель. Поява в проєктованих системах електропостачання протягом розрахункового періоду зазначених джерел та / або споживачів енергії може вплинути на вибір оптимальної потужності розподільних трансформаторів.

Якщо невизначеність вартісних характеристик обладнання можна за аналогією з економічними показниками врахувати шляхом їх завдання інтервальними величинами, то облік вплив розподіленої генерації і електрозаправних станцій можна реалізувати шляхом зміни ряду показників режиму електроспоживання, пов'язаних з появою даних факторів на певному

етапі експлуатації системи електропостачання. Відповідно до цього цільова функція, представлена дисконтованими витратами [33], в припущенні появи на τ - му році експлуатації системи електропостачання в її структурі генеруючих джерел або нових споживачів енергії, може бути задана в такий спосіб

$$\begin{aligned}
 Z = & \frac{\left[\underline{K}_{mn\Sigma}; \bar{K}_{mn\Sigma} \right] + K_{\kappa\Sigma}}{\sum_{t=1}^{\tau} \frac{A_1 \times \left[1 + \left(\underline{k}_s, \bar{k}_s \right) \right]^{t-1} \times C_e \times \left[1 + \left(\underline{k}_e, \bar{k}_e \right) \right]^{t-1}}{\left[1 + \left(\underline{k}_d, \bar{k}_d \right) \right]^{t-1}}} + \frac{\left[\underline{K}_{mn\Sigma}; \bar{K}_{mn\Sigma} \right] + K_{\kappa\Sigma}}{\sum_{t=\tau+1}^T \frac{A_2 \times \left[1 + \left(\underline{k}_s, \bar{k}_s \right) \right]^{t-1} \times C_e \times \left[1 + \left(\underline{k}_e, \bar{k}_e \right) \right]^{t-1}}{\left[1 + \left(\underline{k}_d, \bar{k}_d \right) \right]^{t-1}}} + \\
 & + \frac{\sum_{t=1}^{\tau} \frac{z_c \times (1 + k_c)^{t-1}}{\left[1 + \left(\underline{k}_d, \bar{k}_d \right) \right]^{t-1}}}{\sum_{t=1}^{\tau} \frac{A_1 \times \left[1 + \left(\underline{k}_s, \bar{k}_s \right) \right]^{t-1} \times C_e \times \left[1 + \left(\underline{k}_e, \bar{k}_e \right) \right]^{t-1}}{\left[1 + \left(\underline{k}_d, \bar{k}_d \right) \right]^{t-1}}} + \frac{\sum_{t=\tau+1}^T \frac{z_c \times (1 + k_c)^{t-1}}{\left[1 + \left(\underline{k}_d, \bar{k}_d \right) \right]^{t-1}}}{\sum_{t=\tau+1}^T \frac{A_2 \times \left[1 + \left(\underline{k}_s, \bar{k}_s \right) \right]^{t-1} \times C_e \times \left[1 + \left(\underline{k}_e, \bar{k}_e \right) \right]^{t-1}}{\left[1 + \left(\underline{k}_d, \bar{k}_d \right) \right]^{t-1}}} + \\
 & + \frac{\sum_{t=1}^{\tau} \frac{n_{mp} \times \Delta P_{xx} \times 8760 \times C_e \times \left[1 + \left(\underline{k}_e, \bar{k}_e \right) \right]^{t-1}}{\left[1 + \left(\underline{k}_d, \bar{k}_d \right) \right]^{t-1}}}{\sum_{t=1}^{\tau} \frac{A_1 \times \left[1 + \left(\underline{k}_s, \bar{k}_s \right) \right]^{t-1} \times C_e \times \left[1 + \left(\underline{k}_e, \bar{k}_e \right) \right]^{t-1}}{\left[1 + \left(\underline{k}_d, \bar{k}_d \right) \right]^{t-1}}} + \frac{\sum_{t=\tau+1}^T \frac{n_{mp} \times \Delta P_{xx} \times 8760 \times C_e \times \left[1 + \left(\underline{k}_e, \bar{k}_e \right) \right]^{t-1}}{\left[1 + \left(\underline{k}_d, \bar{k}_d \right) \right]^{t-1}}}{\sum_{t=\tau+1}^T \frac{A_2 \times \left[1 + \left(\underline{k}_s, \bar{k}_s \right) \right]^{t-1} \times C_e \times \left[1 + \left(\underline{k}_e, \bar{k}_e \right) \right]^{t-1}}{\left[1 + \left(\underline{k}_d, \bar{k}_d \right) \right]^{t-1}}} + \\
 & + \frac{\sum_{t=1}^{\tau} \frac{n_{mp} \times \Delta P_{\kappa 3} \times \left\{ \frac{P_{mp \max 1} \left[1 + \left(\underline{k}_s, \bar{k}_s \right) \right]^{t-1}}{S_{nmp}} \right\}^2 \times \left\{ 0,124 + \frac{T_{\max 1}}{10^4} \right\}^2 \times 8760 \times C_e \times \left[1 + \left(\underline{k}_e, \bar{k}_e \right) \right]^{t-1}}{\left[1 + \left(\underline{k}_d, \bar{k}_d \right) \right]^{t-1}}}{\sum_{t=1}^{\tau} \frac{A_1 \times \left[1 + \left(\underline{k}_s, \bar{k}_s \right) \right]^{t-1} \times C_e \times \left[1 + \left(\underline{k}_e, \bar{k}_e \right) \right]^{t-1}}{\left[1 + \left(\underline{k}_d, \bar{k}_d \right) \right]^{t-1}}} + \\
 & + \frac{\sum_{t=\tau+1}^T \frac{n_{mp} \times \Delta P_{\kappa 3} \times \left\{ \frac{P_{mp \max 2} \left[1 + \left(\underline{k}_s, \bar{k}_s \right) \right]^{t-1}}{S_{nmp}} \right\}^2 \times \left\{ 0,124 + \frac{T_{\max 2}}{10^4} \right\}^2 \times 8760 \times C_e \times \left[1 + \left(\underline{k}_e, \bar{k}_e \right) \right]^{t-1}}{\left[1 + \left(\underline{k}_d, \bar{k}_d \right) \right]^{t-1}}}{\sum_{t=\tau+1}^T \frac{A_2 \times \left[1 + \left(\underline{k}_s, \bar{k}_s \right) \right]^{t-1} \times C_e \times \left[1 + \left(\underline{k}_e, \bar{k}_e \right) \right]^{t-1}}{\left[1 + \left(\underline{k}_d, \bar{k}_d \right) \right]^{t-1}}} +
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
& \sum_{t=1}^{\tau} \frac{n_{\lambda} \times \left\{ \frac{P_{\lambda \max 1} \times \left[1 + \left(\underline{k}_s, \bar{k}_s \right) \right]^{t-1}}{U_{\lambda}} \right\}^2 \times R_{\lambda} \times 10^{-3} \times \left\{ 0,124 + \frac{T_{\max 1}}{10^4} \right\} \times 8760 \times C_e \times \left[1 + \left(\underline{k}_e, \bar{k}_e \right) \right]^{t-1}}{\left[1 + \left(\underline{k}_d, \bar{k}_d \right) \right]^{t-1}} + \\
& + \frac{\sum_{t=1}^{\tau} \frac{A_1 \times \left[1 + \left(\underline{k}_s, \bar{k}_s \right) \right]^{t-1} \times C_e \times \left[1 + \left(\underline{k}_e, \bar{k}_e \right) \right]^{t-1}}{\left[1 + \left(\underline{k}_d, \bar{k}_d \right) \right]^{t-1}}}{\left[1 + \left(\underline{k}_d, \bar{k}_d \right) \right]^{t-1}} + \\
& \sum_{t=1}^{\tau} \frac{n_{\lambda} \times \left\{ \frac{P_{\lambda \max 2} \times \left[1 + \left(\underline{k}_s, \bar{k}_s \right) \right]^{t-1}}{U_{\lambda}} \right\}^2 \times R_{\lambda} \times 10^{-3} \times \left\{ 0,124 + \frac{T_{\max 2}}{10^4} \right\} \times 8760 \times C_e \times \left[1 + \left(\underline{k}_e, \bar{k}_e \right) \right]^{t-1}}{\left[1 + \left(\underline{k}_d, \bar{k}_d \right) \right]^{t-1}} + \\
& + \frac{\sum_{t=1}^{\tau} \frac{A_2 \times \left[1 + \left(\underline{k}_s, \bar{k}_s \right) \right]^{t-1} \times C_e \times \left[1 + \left(\underline{k}_e, \bar{k}_e \right) \right]^{t-1}}{\left[1 + \left(\underline{k}_d, \bar{k}_d \right) \right]^{t-1}}}{\left[1 + \left(\underline{k}_d, \bar{k}_d \right) \right]^{t-1}} \quad (3.4)
\end{aligned}$$

де $\left(\underline{k}_s, \bar{k}_s \right)$, $\left(\underline{k}_e, \bar{k}_e \right)$, $\left(\underline{k}_d, \bar{k}_d \right)$ - інтервальні оцінки динаміки зміни відповідно максимальної величини електричних навантажень, вартості електроенергії та коефіцієнта дисконтування; $\left[\underline{K}_{mn\Sigma}; \bar{K}_{mn\Sigma} \right]$ - інтервальна оцінка орієнтовною сумарної вартості електротехнічного обладнання і будівельної частини ТП.

Очевидно, що в даному випадку безпосередньо виконання розрахунків відповідно до (3.4) на основі правил інтервального математики, посиляючись на результати досліджень представлені в [33], не дозволить отримати переконливу відповідь при техніко-економічному порівнянні конкуруючих варіантів побудови систем електропостачання. Дана обставина вимагає застосування альтернативних методів прийняття рішень.

Найбільш поширеним і застосовуваним на практиці підходом до прийняття рішень в умовах невизначеності є використання теорії ігор. Ефективність даного математичного апарату полягає в тому, що він дозволяє встановити принципи розумності, на підставі яких здійснюється вибір рішень [43, 44, 45].

Початковим кроком реалізації ігрового підходу до вибору оптимального рішення є формування, так званої, платіжної матриці. Припустимо, ми маємо m ($i = 1, \dots, m$) можливих альтернативних рішень (стратегій), а природа може перебувати в одному з n ($j = 1, \dots, n$) станів. В цьому випадку елементи платіжної матриці e_{ij} відображають виграш гравця (особи, що приймає рішення) в разі вибору їм i -ої стратегії (рішення) при j -му стані природи (наборі вихідних даних).

Однак тут необхідно врахувати, що в розглянутій задачі ряд зовнішніх факторів, що визначають стан природи, не є детермінованими, а невизначеними і задаються у вигляді інтервалів їх можливих значень.

Загальною властивістю недетермінованих завдань, коли ряд параметрів задається у вигляді інтервалу їх можливих значень, є необхідність варіювання окремими величинами цих невизначених вихідних даних. При цьому слід враховувати, що зіставлятися між собою можуть тільки ті варіанти вирішення, які оцінюються при одному і тому ж поєднанні даних [45].

Таким чином, порівняльний аналіз варіантів організації електропостачання при використанні розподільних трансформаторів різної номінальної потужності пов'язаний з вибором представницького безлічі комбінацій вихідних даних. З огляду на, що багато хто з враховуються при вирішенні даної проблеми факторів представлені інтервальними величинами, дана процедура, по суті, зводиться до дискретизації задачі. При цьому від того наскільки вдало вибрані комбінації вихідних даних залежить повнота і достовірність подальшого аналізу. Тут необхідно, щоб відібрані представницькі точки x_i деякого безперервного безлічі $[\underline{x}, \bar{x}]$ були рівномірно (в певному сенсі) розподілені в межах даної області.

В роботі [46] було показано, що при можливості реалізації відносно невеликого числа розрахунків, найбільш повний і рівномірний аналіз всієї багатовимірної області допустимих значень параметрів досягається при

використанні, так званих, ЛПт послідовностей. В цьому випадку для дискретизації задачі служать числа, що належать ЛПт послідовності, які обчислюються на основі запропонованого в [47] спеціального алгоритму, який дозволяє отримати точки Q_i , з координатами q_{ij} , $i = 1, \dots, I$, $j = 1, \dots, J$, що утворюють рівномірно розподілені послідовності в одиночному n -вимірному кубі K^n . При цьому координати шуканих точок обчислюються на підставі наступного виразу

$$q_{ij} = \sum 2^{-k+1} \left\{ \frac{1}{2} \sum [2 \langle i 2^{-\ell} \rangle] [2 (r_j^{(\ell)} 2^{k-1-\ell})] \right\}, \quad (3.4)$$

де i - номер точки, $[a]$ - означає цілу частину числа a , $\langle a \rangle$ - є дробову частину числа a , значення $r_j^{(\ell)}$ - визначаються за спеціальними таблицями [47].

В цьому випадку при заповненні платіжної матриці (виконанні розрахунків відповідно до (3.1) дискретизованої значення відповідних параметрів (k_{ij}) будуть визначатися в такий спосіб

$$k_{ij} = \underline{k}_j + q_{ij} (\bar{k}_j - \underline{k}_j), \quad i = 1, \dots, 6, \quad j = 1, \dots, 10.$$

Основний метод, що дозволяє вибрати оптимальну альтернативу на основі аналізу платіжної матриці полягає в завданні деякої гіпотези, про поведінку середовища, що дозволяє надати кожній альтернативі певну оцінку (цільову) функцію, що дає інструмент для їх порівняння. При цьому будь-яка платіжна матриця $\|e_{ij}\|$ в кінцевому підсумку зводиться до одного стовпцю. Таким чином, кожному варіанту (альтернативі) приписується деякий результат e_{ij} , що характеризує, в цілому, все наслідки цього рішення. Ряд критеріїв служить для порівняння альтернатив і вибору найкращої з них, серед коториз найбільш використовуваними на практиці є такі [48].

Критерій Вальда заснований на гіпотезі згідно з якою при виборі рішення треба розраховувати на найбільш несприятливий з усіх можливих варіантів. Відповідно до даного критерію оцінкою кожної альтернативи є

величина $E_i = \max_j e_{ij}$ (за умови, що характеризує витрати на реалізацію проекту). Оптимальною в цьому випадку вважається альтернатива, для якої виконується умова

$$E_{Vi}^* = \min_i \max_j e_{ij}. \quad (3.5)$$

Згідно максимальним критерієм оптимальної вважається альтернатива з найбільшим показником ефективності, тобто для якої в даному випадку виконується умова

$$E_{Mi}^* = \min_i \min_j e_{ij}. \quad (3.6)$$

Оптимальною відповідно до критерію Лапласа вважається та альтернатива i , яка максимізує оціночну функцію, в разі, коли вона характеризує корисність рішення або мінімізує функцію, яка відображатиме, наприклад, як в нашому випадку, витрати

$$E_{Li}^* = \min_i E_{Li}, \text{ де } E_{Li} = \frac{1}{n} \sum_{j=1}^n e_{ij}.$$

Критерій Севіджа заснований на перетворенні вихідної платіжної матриці в матрицю ризиків. Ризик для обраної альтернативи при стані середовища визначається величиною (за умови, що характеризує витрати на реалізацію рішення). Оптимальною в цьому випадку вважається альтернатива мінімізує максимальний ризик. Іншими словами, вибір з матриці ризиків здійснюється на основі мінімаксного критерію

$$E_{Si}^* = \min_i \max_j r_{ij}$$

Прагнення отримати критерії, які б краще пристосовувалися до реальної ситуації, в порівнянні з розглянутими вище, привело до побудови так званих складових оціночних характеристик [49] критерії Гурвіца, Ходжа-Лемана, Гермейера, L (ММ) критерій і ряд інших.

У загальному випадку оптимальні рішення, отримані на підставі зазначених критеріїв, можуть не збігатися, тому що всі ці критерії спираються на різні гіпотези щодо поведінки середовища. Вводячи ту чи

іншу гіпотезу, ми тим самим як би знімаємо невизначеність, проте необхідно розуміти, що будь-яка гіпотеза є лише припущенням, а не конкретним знанням.

Звернемося до розглянутого в роботі [33] наприклад. Однак в цьому випадку проаналізуємо кілька сценаріїв.

1. Структура споживачів і режим їх електроспоживання залишаються незмінними, проте, в розрахунках вартість енергетичного обладнання задаємо інтервальними значеннями. Зокрема, для трансформаторних підстанцій на основі узагальнення даних представлених в [50, 51].

- при використанні трансформаторів номінальною потужністю 1000кВА

$$K_{ТП1} = [2200000; 2800000] \text{ грн};$$

- при використанні трансформаторів номінальною потужністю 630кВА

$$K_{ТП2} = 2 \times [1600000; 2100000] \text{ грн} = [3200000; 4200000] \text{ грн};$$

- при використанні трансформаторів номінальною потужністю 400кВА

$$K_{ТП3} = 3 \times [900000; 1300000] \text{ грн} = [2700000; 3900000] \text{ грн}.$$

2. На певному етапі експлуатації проекрованої системи електропостачання (рік +1) споживачі починають активно використовувати альтернативні джерела енергії, зокрема сонячні батареї, для покриття частини своєї навантаження. При цьому, оскільки графік генерації електроенергії сонячними панелями не збігається з графіками навантаження комунально-побутових споживачів, будемо вважати, що максимальна навантаження споживачів і трансформаторів не змінюється ($P_{\text{лmax}2} = P_{\text{лmax}1}$ і $P_{\text{трmax}2} = P_{\text{трmax}1}$), а обсяг електроспоживання (A_2) знижується на 30% . Очевидно, що в цьому випадку має місце аналогічне зменшення і такого показника, як число годин використання максимального навантаження ($T_{\text{max}2}$).

3. Починаючи з +1 року споживачі починають використовувати сонячні батареї спільно з системами акумулювання енергії, що дозволяє не тільки на 30% знизити обсяг електроспоживання (A_2), але і на 20% знизити

максимальне навантаження як окремих споживачів ($P_{\text{лmax2}}$), так і розподільних трансформаторів ($P_{\text{трmax2}}$). Легко переконатися, що в цьому випадку число годин використання максимального навантаження (T_{max2}) зменшиться на 12,5%.

4. Починаючи з +1 року в житлових будинках і громадських будівлях починають встановлюватися станції для зарядки електромобілів. Будемо вважати, що режим роботи даних станцій не дозволяє їх використання в режимі максимальних навантажень [52] Тоді можна прийняти, що реалізація даної програми призведе до збільшення електроспоживання на 30% (A_2), а максимальне навантаження розподільних трансформаторів і низьковольтних ліній залишиться незмінною ($P_{\text{лmax2}} = P_{\text{лmax1}}$ і $P_{\text{трmax2}} = P_{\text{трmax1}}$). При цьому час використання максимуму навантаження (T_{max2}) також зросте на 30%.

Використовуючи розрахункову модель (3.1) на підставі поданих в [33] даних і сформованих відповідно до (3.2) ЛПт послідовностей були розраховані і проаналізовані відповідно до зазначених вище критеріями теорії ігор платіжні матриці (Таб. 3.1) - (Таб. 3.4) для кожного з наведених вище сценаріїв, відповідно для варіантів застосування трансформаторів номінальною потужністю 1000 кВА, 630 кВА і 400 кВА.

Таблиця 3.1 – Платіжна матриця (сценарій 1)

Склад природи	Z								
	1000 кВ·А			630 кВ·А			400 кВ·А		
	T=5 років	T=10 років	T=20 років	T=5 років	T=10 років	T=20 років	T=5 років	T=10 років	T=20 років
1	106,798	64,458	43,506	108,476	65,538	44,220	104,415	64,358	44,283
2	96,704	55,064	34,690	105,171	59,295	36,702	92,347	54,069	34,937
3	117,807	75,488	55,414	111,490	72,012	53,247	117,769	76,684	57,092
4	99,729	59,226	38,884	108,232	63,823	41,484	110,687	66,214	43,782
5	107,264	64,017	42,655	101,043	60,947	41,072	100,499	61,629	42,133
6	111,084	70,836	51,919	121,346	76,881	55,872	113,093	72,971	53,812
7	109,678	64,673	42,191	104,459	62,160	40,962	94,225	57,895	39,516
8	101,726	62,206	42,756	116,646	70,409	47,566	109,400	67,496	46,600
9	103,384	60,029	38,466	103,195	60,103	38,587	93,568	56,239	37,369
10	100,983	59,396	39,040	99,856	58,985	38,884	110,663	65,357	42,728
max	117,807	75,488	55,414	121,346	76,881	55,872	117,769	76,684	57,092
min	96,704	55,064	34,690	99,856	58,985	36,702	92,347	54,069	34,937

Продовження таблиці 3.1

med	105,516	63,696	42,951	107,991	65,015	43,86	104,667	64,291	44,252
(max+min)/2	107,256	65,276	45,052	110,601	67,933	46,287	105,058	65,377	46,015
min r	21,103	20,424	20,724	21,49	17,896	19,17	25,422	22,615	22,155

Таблиця 3.2 – Платіжна матриця (сценарій 2)

Склад природи	Z								
	1000 кВ·А			630 кВ·А			400 кВ·А		
	T=5 років	T=10 років	T=20 років	T=5 років	T=10 років	T=20 років	T=5 років	T=10 років	T=20 років
1	106,798	72,963	51,626	108,476	74,259	52,597	104,415	73,144	52,958
2	96,704	62,775	40,755	105,171	67,836	43,470	92,347	61,966	41,511
3	117,807	84,619	65,310	111,490	80,680	62,706	117,769	86,222	67,642
4	99,729	67,381	46,661	108,232	72,795	50,043	110,687	75,832	53,226
5	107,264	72,555	50,524	101,043	69,015	48,585	100,499	70,084	50,235
6	111,084	79,233	60,506	121,346	86,207	65,453	113,093	81,975	63,208
7	109,678	73,569	50,461	104,459	70,673	48,960	94,225	65,945	47,387
8	101,726	70,216	50,472	116,646	79,783	56,613	109,400	76,659	55,679
9	103,384	68,356	45,699	103,195	68,486	45,931	93,568	64,230	44,667
10	100,983	67,365	45,863	99,856	66,928	45,748	110,663	74,711	51,025
max	0,084	84,619	65,310	0,082	86,207	65,453	0,092	86,222	67,642
min	0,073	67,381	45,699	0,072	67,836	43,470	0,08	61,966	41,511
med	0,079	71,903	50,788	0,078	73,666	52,011	0,087	73,152	52,754
(max+min)/2		76	55,505		77,022	54,452		74,094	54,577
min r		17,238	19,611		18,371	21,983		24,256	26,131

Таблиця 3.3 – Платіжна матриця (сценарій 3)

Склад природи	Z								
	1000 кВ·А			630 кВ·А			400 кВ·А		
	T=5 років	T=10 років	T=20 років	T=5 років	T=10 років	T=20 років	T=5 років	T=10 років	T=20 років
1	106,798	72,491	50,821	108,476	73,796	51,809	104,415	72,687	52,202
2	96,704	62,203	39,704	105,171	67,275	42,439	92,347	61,411	40,526
3	117,807	84,234	64,701	111,490	80,302	62,109	117,769	85,850	67,068
4	99,729	66,939	45,955	108,232	72,362	49,351	110,687	75,404	52,562
5	107,264	72,056	49,649	101,043	68,526	47,727	100,499	69,600	49,413
6	111,084	78,763	59,675	121,346	85,746	64,639	113,093	81,521	62,426
7	109,678	73,098	49,671	104,459	70,211	48,186	94,225	65,488	46,645
8	101,726	69,741	49,656	116,646	79,318	55,813	109,400	76,199	54,911
9	103,384	67,839	44,794	103,195	67,980	45,045	93,568	63,729	43,818
10	100,983	66,818	44,856	99,856	66,392	44,762	110,663	74,180	50,081
max	0,084	84,234	64,701	0,082	80,302	64,639	0,092	85,850	67,068
min	0,073	62,203	39,704	0,072	66,392	42,439	0,08	61,411	40,526
med	0,079	71,418	49,948	0,078	73,191	51,188	0,087	72,607	51,946
(max+min)/2		73,219	52,203		73,347	53,539		73,631	53,797
min r		22,031	24,997		13,901	22,2		24,439	26,542

Таблиця 3.4 – Платіжна матриця (сценарій 4)

Склад природи	Z								
	1000 кВ·А			630 кВ·А			400 кВ·А		
	T=5 років	T=10 років	T=20 років	T=5 років	T=10 років	T=20 років	T=5 років	T=10 років	T=20 років
1	106,798	58,408	38,738	108,476	59,317	39,272	104,415	58,436	39,307
2	96,704	49,855	31,584	105,171	53,472	33,147	92,347	49,146	31,661
3	117,807	68,690	49,021	111,490	65,568	47,146	117,769	69,839	50,399
4	99,729	53,472	34,346	108,232	57,452	36,434	110,687	59,682	38,307
5	107,264	57,995	38,136	101,043	55,269	36,772	100,499	56,030	37,620
6	111,084	64,714	46,642	121,346	70,035	49,906	113,093	66,720	48,166
7	109,678	58,379	37,380	104,459	56,147	36,316	94,225	52,572	35,107
8	101,726	56,515	38,237	116,646	63,680	42,164	109,400	61,277	41,347
9	103,384	54,254	34,463	103,195	54,278	34,502	93,568	51,088	33,473
10	100,983	53,894	35,345	99,856	53,492	35,151	110,663	59,229	38,255
max	0,084	68,690	49,021	0,082	70,035	47,146	0,092	69,839	50,399
min	0,073	49,855	31,584	0,072	53,472	33,147	0,08	49,146	31,661
med	0,079	57,618	38,389	0,078	58,871	39,081	0,087	58,402	39,364
(max+min)/2		59,273	40,303		61,754	40,147		59,493	41,03
min r		18,835	17,437		16,563	13,999		29,379	18,738

Висновки до розділу

Аналіз отриманих результатів дозволяє зробити наступні висновки.

Перш за все, необхідно відзначити, що облік динаміки зміни ряду техніко-економічних показників, зокрема таких як рівень споживання електроенергії та її вартість, впливають на прийняття рішення при розгляді завдання обґрунтування оптимальної потужності розподільних трансформаторів на основі порівняння дисконтованих витрат відповідних кожному з розглянутих проектів. Крім цього облік невизначеності зазначених показників, шляхом їх завдання у вигляді інтервалу можливих значень, також впливає на прийняття рішення. Зокрема, при розрахунковому періоді 5 років відповідно практично з усіма використовуваними критеріями теорії ігор перевага віддається варіанту застосування трансформаторів номінальною потужністю 630 кВА. При розрахунковому періоді 10 років варіанти використання трансформаторів потужністю 630 кВА і 1000 кВА відповідно до згаданих критеріями прийняття рішень можна вважати рівноекономічними. При розрахунковому періоді 20 років у відповідності з

усіма розглянутими критеріями прийняття рішень в якості оптимального слід розглядати варіант застосування трансформаторів потужністю 1000 кВА.

Крім цього, врахування можливих стратегій розвитку систем електропостачання як за рахунок появи в їх структурі різноманітних засобів розподіленої генерації, так і додаткового навантаження у вигляді станцій заправки електромобілів вносить певну корективу в вибір оптимальної потужності трансформаторів. Як показали проведені розрахунки незалежно від сценарію розвитку систем електропостачання при розрахунковому періоді більше 10 років, більшість критеріїв теорії ігор віддають переваги варіанту застосування трансформаторів потужністю 1000 кВА.

При цьому важливо підкреслити, що при стандартному підході до техніко-економічного порівнянні варіантів при детермінованому завданні всіх вихідних даних і без урахування динаміки їх зміни, оптимальним вважався б варіант застосування трансформаторів номінальною потужністю 400 кВА.

Таким чином, запропонований в статті метод, що дозволяє врахувати як динаміку зміни ряду техніко-економічних характеристик проектів протягом розрахункового періоду, так і невизначеність, пов'язану з прогнозуванням даних характеристик, може служити ефективним інструментом, що дозволяє проектувальникам проаналізувати і обґрунтувати найбільш економічні варіанти організації електропостачання різних за складом, структурою, і характером розміщення груп споживачів.

4 РОЗРОБКА СТАРТАП-ПРОЕКТУ

4.1 Опис ідеї проекту

Формування ідеї стартапу пов'язано з рішенням трьох взаємопов'язаних завдань:

- що продавати – визначення продукту або послуги, найбільш привабливою для потенційних споживачів;
- кому продавати – вибір цільової аудиторії і розуміння її специфіки – цінностей, очікувань, критеріїв вибору, платоспроможності та інше;
- як продавати – рішення всього комплексу проблем: від організації виробництва до сервісного та технічного обслуговування нових продуктів.

Нерідко в процесі реалізації ідеї стартапу уточнюється і в корені переглядається сама ідея інноваційної технології. Практика показує, що розробка ідеї – це ключова передумова для успішності стартапу.

Ідея стартап-проекту полягає в провадженні онлайн моніторингу стану трансформатора. Завданням систем моніторингу є забезпечення максимального безаварійного терміну служби трансформаторів.

Опис ідеї стартап-проекту, що розкриє цілісне уявлення про зміст ідеї та можливі базові потенційні ринки, в межах яких потрібно шукати групи потенційних клієнтів, вказаний у таблиці 4.1.

Таблиця 4.1 – Опис ідеї стартап-проекту

Зміст ідеї	Напрями застосування	Вигоди для користувачів
Ідея полягає в тому, щоб впровадити онлайн Nagios моніторинг стану трансформаторів	Підвищення швидкості реагування на несправності трансформатора	1. Система контролю і моніторингу роботи трансформаторів
		2. Вимірювання температури масла і обмоток
		3. Інтелектуальний моніторинг вводів
		4. Полегшення роботи працівників

В табл. 4.1 було показано основну ідею, напрями застосування та вигоди для користувача стартап-проекту. Запропонований перелік напрямків застосування стартап-проекту та його цілей є основою для визначення його сильних та слабких сторін при порівнянні його з існуючими видами діяльності у визначеному напрямку та формування конкурентоспроможних вигод.

На даний момент існує безліч моніторингових систем. Багато з них конкурентоспроможні.

4.2 Технологічний аудит ідеї проекту

В межах цього підрозділу необхідно провести аудит технології, за допомогою якої можна реалізувати ідею проекту.

Таблиця 4.2 – Технологічна здійсненність ідеї проекту

№	Ідея проекту	Технології її реалізації	Наявність технології	Доступність технології
1	Впровадження моніторингу	Nagios	Наявна	Безкоштовна, доступна
2	Аналіз можливості впровадження	Інтернет	Наявна	Доступна
3	Аналіз отриманих даних	За допомогою бази даних	Наявна	Доступна

Отже, даний проект буде реалізований на основі моніторингу ІТ-інфраструктури з відкритим вихідним кодом Nagios.

4.3 Аналіз ринкових можливостей

Визначення ринкових можливостей, які можна використати під час ринкового впровадження проекту, та ринкових загроз, які можуть

перешкодити реалізації проекту, дозволяє спланувати напрями розвитку проекту із урахуванням стану ринкового середовища, потреб потенційних клієнтів та пропозицій проектів-конкурентів. Потенційні групи клієнтів та деякі вимоги до запропонованої послуги наведено в табл. 4.3.

Таблиця 4.3 – Характеристика потенційних клієнтів проекту

№	Потреба, що формує ринок	Цільова аудиторія	Відмінність у поведінці різних цільових груп клієнтів	Вимоги споживачів до товару
1	Дані аварійної статистики	Будь-які підприємства у яких в обладнанні присутній силовий трансформатор	Цільова група працівників, яка займається діагностування трансформаторів	Надійність та конфіденційність користування

Даний проект має певну міру ризику, тому був проведений аналіз факторів, які можуть стати перешкодами ринковому впровадженні. Аналіз представлений в (табл. 4.4 – 4.5).

Таблиця 4.4 – Фактори загроз

Фактор	Зміст загрози	Можлива реакція
Динаміка ринку	Уповільнення росту ринку	Розширення на суміжні ринки
Конкуренція	Зменшення попиту на послугу	Удосконалення моделей та методів
Потреби користувачів	Користувачам необхідний сервіс з глибшим функціоналом	Надання нового функціоналу вже існуючій системі

Отже, було проаналізовано фактори загроз ринкового впровадження проекту, серед яких: динаміка ринку, конкуренція, потреби користувачів, збільшення витрат на технічну підтримку звідки видно ряд ризиків, які слід врахувати при плануванні виходу на ринок та мати орієнтовні сценарії їх мінімізації та компенсування їх впливу.

Таблиця 4.5 – Фактори можливостей

Фактор	Зміст можливості	Можлива реакція компанії
Зростання можливостей потенційних покупців	Зростання фінансування у підприємств, які використовують силові трансформатори	Запропонувати їм свої послуги
Підтримка	Можливість удосконалення існуючого підходу	Збільшення попиту та вартості послуги

Фінальним етапом ринкового аналізу можливостей впровадження проекту є складання SWOT-аналізу табл. 4.6

Перелік ринкових загроз та ринкових можливостей складається на основі аналізу факторів загроз та факторів можливостей маркетингового середовища. Ринкові загрози та ринкові можливості є наслідками (прогнозованими результатами) впливу факторів, і, на відміну від них, ще не є реалізованими на ринку та мають певну ймовірність здійснення.

Таблиця 4.4 - SWOT-аналіз стартап-проекту

Сильні сторони	Слабкі сторони
<ul style="list-style-type: none"> - цілодобовий моніторинг - цілодобовий збір даних - використання даних для проекту - необхідність продукту - найкращі технологічні рішення 	<ul style="list-style-type: none"> - наявність конкуренції - відсутність можливості онлайн моніторингу за допомогою контролерів - низький рівень оновлення існуючого обладнання;
Можливості	Загрози
<ul style="list-style-type: none"> - удосконалення продукту в майбутньому - забезпечення швидкої реакції працівників 	<ul style="list-style-type: none"> - відсутність нормативно-технічної бази; - власний формат даних для моніторингу - загроза конкуренції

4.4 Розроблення ринкової стратегії проекту

Розроблення ринкової стратегії першим кроком передбачає визначення стратегії охоплення ринку: опис цільових груп потенційних споживачів табл. 4.5.

Метою розроблення маркетингової стратегії є ефективність у впровадженні ресурсів для досягнення цільового ринку споживачів.

Таблиця 4.5 – Вибір цільових груп потенційних споживачів

№	Опис профілю цільової групи потенційних споживачів	Готовність споживача сприйняти послуги	Орієнтований попит в межах цільової групи	Інтенсивність конкуренції в сегменті	Простота входу в сегмент
1	Підприємства	Готові	Середній	Середня	Просто
2	Проектні організації	Повністю готові	Високий	Помірна	Просто
3	Стартапери	Готові	Середній	Середня	Складно
Як цільові групи обрано: вирішено працювати із всім ринком					

Для роботи в обраних сегментах ринку необхідно сформувати базову стратегію розвитку табл. 4.6.

Таблиця 4.6 – Визначення базової стратегії розвитку

№	Обрана альтернатива	Стратегія охоплення ринку	Ключові конкурентоспроможні позиції відповідно до обраної альтернативи	Базова стратегія розвитку
1	Організація поточної моделі на підприємствах	Стратегія концентрованого маркетингу	Підприємства потребують якісної розробки, яка над є певність в точності моніторингу обладнання	Стратегія спеціалізації

Розроблення ринкової стратегії першим кроком передбачає визначення стратегії охоплення ринку: опис цільових груп потенційних споживачів.

4.5 Розроблення маркетингової програми стартап-проекту

Під час розроблення маркетингової програми вирішуються питання формування ціннісної пропозиції, з точки зору її вигоди та переваг для потенційного клієнта. Сутністю цієї програми стає вихід від прямої конкуренції, створення для клієнтів нової цінності.

Для цього у таблиці 4.7 потрібно підсумувати результати попереднього аналізу конкурентоспроможності товару.

Таблиця 4.7 – Визначення ключових переваг концепції потенційного товару

№	Потреба	Вигода, яку пропонує послуга	Ключові переваги перед можливими конкурентами
1	Впровадження моніторингу	Загально прийнятий підхід	Поглиблене вивчення та аналіз об'єкта
2	Збільшення кількості даних для дослідження	Графічний перегляд всього життєвого циклу	Конкуренти дають можливість дослідити стан трансформатора лише в певний момент часу

Висновки до розділу

У даному розділі були досліджені основні аспекти виходу на ринок програмного продукту для моніторингу стану силового трансформатору.

Описаний продукт є доцільним для організацій, які хочуть мати швидке та достовірне діагностування силових трансформаторів на основі даних отриманих із онлайн моніторингу. Аналіз ринкових можливостей запуску проекту показав, що може виникнути певна конкуренція, проте її вплив

можна буде послабити завдяки стратегії диференціації, тобто за рахунок виявлення важливих властивостей, що робить надання послуги відмінними від потенційних конкурентів.

Програма має шляхи подальшого розвитку, для чого визначені маркетингові стратегії та шляхи збуту. Основна цільова аудиторія – це промислові компанії, для яких важлива точність моніторингу технічного стану силових трансформаторів та завчасне попередження щодо виникнення можливих дефектів.

ВИСНОВКИ

1. Аналіз бібліографічних матеріалів та існуючого досвіду проектування свідчать, що сьогодні відсутні обґрунтовані рекомендації щодо вибору номінальної потужності розподільних трансформаторів, де, в залежності від запропонованого критерію оптимальності, значення коефіцієнту завантаження коливалися від 0,3 до 1,3.

2. Визначення оптимальної номінальної потужності трансформаторів повинно здійснюватися виключно на підставі техніко-економічного порівняння ряду альтернативних варіантів з урахуванням таких додаткових факторів, як вартість розподілу електричної енергії, рівень інфляції, термін експлуатації трансформаторів та низки інших.

3. Принциповою умовою проведення коректного техніко-економічного аналізу при обґрунтуванні номінальної потужності трансформаторів є урахування фактору невизначеності інформації, принаймні, відносно таких показників, як вартість електричної енергії, експлуатаційні витрати, навантаження, норма дисконту, розглядаючи проектний термін експлуатації трансформаторів.

4. Здійснені в роботі дослідження свідчать, що важливим фактором, який суттєво впливає на обґрунтування оптимальної номінальної потужності розподільних трансформаторів, є аналіз загальної стратегії розвитку електроенергетичної галузі в плані оцінки темпів та обсягів впровадження розосереджених засобів генерації та акумулювання енергії та реалізації енергозберігаючих заходів.

5. В якості стартап-проекту пропонується реалізації розробленого алгоритму онлайн моніторингу стану трансформаторів.

ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Васильев А.А. Электрична частина станцій і підстанцій. - М.: Енергія, 1980.
2. Правила технічної експлуатації електричних станцій. - М .; Л .: Омега, 2007.
3. Неклепаев Б.Н., Крючков І.П. Электрична частина станцій і підстанцій: Довідкові матеріали для курсового і дипломного проектування. - М.: Вища школа, 1989.
4. Довідник з проектування електричних систем / Під ред. С.С. Рокотян, І.М. Шапіро. - М.: Енергія, 1980.
5. Рудницький В. Г. Внутрішньозаводське електропостачання. Курсове проектування: навчальний посібник [Текст] / В. Г. Рудницький. – Суми : ВТД «Університетська книга», 2006. – 153 с
6. Методичні вказівки до виконання курсового проекту по курсу "Електрическа частина станцій і подстанций". - Кіровоград: КДТУ, 2002.
7. Зайцева, Н. Н. К вопросу инвестиционной привлекательности сельского хозяйства // Финансы и кредит. – 2004. – №6. – ст.61–63.
8. Крылов, Э. И., Власова, В. М. Методологические вопросы анализа финансового состояния во взаимосвязи с инвестиционной привлекательностью предприятия // Финансы и кредит. – 2002. – № 5 – ст.20–24.
9. Оценка бизнеса / под ред. А. Г. Грязновой, М. А. Федотовой. – М.: Финансы и статистика, 2002. – 512 с.
10. «Экономическая оценка инвестиций», направление подготовки – 38.03.02 Менеджмент, 38.03.01 Экономика / Сост.: Е.В. Зеленкина; ФГБОУ ВО «Саратовский ГАУ». – Саратов, 2016. – 104 с.
11. Анализ инвестиционных проектов [Электронный ресурс] : учеб. пособие / Н.Ю. Ковалевская. – Иркутск : Изд-во БГУ, 2018. – 118 с. – Режим доступа: <http://lib-catalog.bgu.ru>.

12. Мелкумов Я. С. Организация и финансирование инвестиций: Учебное пособие. – М.: ИНФРА-М, 2001. – 248 с
13. Михайлова Э. А., Орлова Л. Н. Экономическая оценка инвестиций: Учебное пособие. – Рыбинск: РГАТА, 2008. – 176 с.
14. Бердникова Л.Ф. К вопросу снижения рисков инвестиционно-инновационной деятельности организации // Азимут научных исследований: экономика и управление. 2013. № 4. С. 11-13.
15. Царук В.Ю. Мировые тенденции реализации экономического роста с помощью инвестиций // Балтийский гуманитарный журнал. 2015. № 1 (10). С. 192-195.
16. Коваленко О.Г. Экономическая сущность банковских рисков и их классификация // Азимут научных исследований: экономика и управление. 2013. № 3. С. 11-14.
17. Пестов И.П. Формирование методики оценки эффективности инвестиций в человеческий капитал на основе концепции стоимостного управления // Актуальные проблемы экономики и права. 2012. № 3. С. 141-144.
18. Пономарева И.В. К вопросу о механизме привлечения инвестиций во внешнеторговые операции // Азимут научных исследований: экономика и управление. 2014. № 3. С. 80-83.
19. Волков И.В. Некоторые подходы в управлении инвестициями в АПК // Вестник НГИЭИ. 2014. № 5 (36). С. 9-14.
20. Паук М.И. Эффективность влияния иностранных инвестиций на социально-экономическое развитие региона // Азимут научных исследований: экономика и управление. 2014. № 3. С. 72-76.
21. Поташник Я.С. Оценка стоимости собственного капитала предприятия с учетом финансового риска инвестиционного проекта // Актуальные проблемы экономики и права. 2014. № 3 (31). С. 90-94.
22. Бланк И.А. Инвестиционный менеджмент: Учебное пособие. — Киев: Ника-Центр: Эльга-Н, 2001. — 448 с.

23. Шапкин А. С. Экономические и финансовые риски. Оценка, управление, портфель инвестиций / А. С. Шапкин. — М. : Дашков и К, 2009.
24. РУКОВОДСТВО ПО НАГРУЗКЕ СИЛОВЫХ МАСЛЯНЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ, МЕЖГОСУДАРСТВЕННЫЙ СТАНДАРТ, ГОСТ 14209-97 (МЭК 354-91), «Украинский научно-исследовательский проектно-конструкторский и технологический институт трансформаторостроения», 2002, 76 с.
25. Копылов И.П. Электрические машины: учебник для вузов, М.: Энергоатомиздат, 1986 – 360 стр.
26. Ю.В. Владимиров, Р.А. Вдовин Выбор номинальной мощности трансформаторов с учетом минимизации потерь, Світлотехніка та електроенергетика, 2009, N 1, стр. 13-16
27. Фурсанов М.И., Радкевич В.Н. Об оптимальных режимах работы силовых трансформаторов, Энергетика, Известия высших учебных заведений и энергетических объединений СНГ, 2008, N 2, с. 32-39
28. Рахманов К.Р. Об оптимальной загрузке силовых трансформаторов, Энергетика, Известия высших учебных заведений и энергетических объединений СНГ, 1990, N 1, с. 44 – 48
29. Гонтарь А.А. О критериях оптимизации работы силового трансформатора Энергетика, Известия высших учебных заведений и энергетических объединений СНГ, 2006, N 5, с. 34-37
30. Афанасьев А.П., Гринкруг М.С., Ткачева Ю.И. Определение местоположения трансформаторных подстанций в сети электроснабжения низкого напряжения с помощью кумулятивной матрицы геодезических дистанций, Russian Internet Journal of Electrical Engineering, 2014, Vol. 1, no. 2, pp. 17-20.
31. www.nrc.gov.ua/index.php?id=37192
32. www.nrc.gov.ua/index.php?id=37481
33. СОУ-Н МЕВ 45.2-37471933-44:2011 Укрупнені показники вартості будівництва підстанцій напругою від 6 кВ до 150 кВ та ліній

електропередавання напругою від 0,38 кВ до 150 кВ. Норми (зі змінами), Відокремлений підрозділ «Науково-технічний центр електроенергетики» Державного підприємства «Національна енергетична компанія Укренерго», Київ, 2018 р.

34. Ramon E. Moore; Interval Analysis; Prentice Hall; 1966, 159 pp.
35. H. Ishibuchi, H. Tanaka, Multiobjective programming in optimization of the interval objective function, Eur. J. Oper. Res. V. 48 Issue 2, 1990, p. 219–225.
36. Sengupta A, Pal T, K. (2009) Fuzzy preference ordering of interval numbers in decision problems. Springer, Berlin, 238 p.
37. B. Q. Hu and S. Wang. A novel approach in uncertain programming part i: New arithmetic and order relation for interval numbers. Journal of Industrial and Management Optimization, 2(4):351–371, 2006
38. Sevastianov P, Róg P and Karczewski K A Probabilistic approach to fuzzy and crisp interval ordering task, Task Quarterly, V. 7, No. 1, 2003, 147-156
39. dtec-kem.com.ua/ckeditor_assets/dd-ee/2016/OOE_E Dohovir Fiz.osoba.pdf]
40. <https://vse.energy/news/pec-news/electro/915-ee-price-2019-i-vi>
41. <https://prom.ua/p5737141-transformatory-silovye-maslyannye.html>
42. <https://prom.ua/p685461842-paneli-raspredelitelnyh-schitov.html>
43. Вентцель Е. С. Исследование операций: задачи, принципы, методология. М.: Наука, 1988, 206 с.
44. Льюис Р.Д., Райфа Х. Игры и решения. – М.: Изд. Иностран. Лит., 1961. – 642 с
45. Гермейер Ю. Б. Игры с противоположными интересами. – М.: Наука, 1976. – 328 с.
46. Соболев И. М., Статников И. Р. ЛП-поиск в задачах оптимального конструирования. – В кн.: Проблемы случайного поиска. Рига: Зинатне, 1972, № 1, с. 117-135.

47. Соболев И. М., Левитан Ю.Л. Получение точек, равномерно расположенных в многомерном кубе. – М.:, 1976. – 37 с. (Препринт/Институт прикладной математики АН СССР, № 40)
48. Вентцель Е. С. Исследование операций: задачи, принципы, методология. М.: Наука, 1988, 206 с.
49. Карлин С. Математические методы в теории игр, программировании, экономике. М.: Мир, 1964, 837 с
50. <https://prom.ua/p5737141-transformatory-silovye-maslyannye.html>
51. <https://prom.ua/p685461842-paneli-raspredelitelnyh-schitov.html>
52. Павлов В.Б., Новський В.О., Попов В.А., Палачов С.О. Особливості застосування зарядних станцій електромобілів у міських електричних мережах, Технічна Електродинаміка, 2018, № 6, с. 78-80.
53. Ю.В. Владимиров, Р.А. Вдовин Выбор номинальной мощности трансформаторов с учетом минимизации потерь, Світлотехніка та електроенергетика, 2009, N 1, стр. 13-16.
54. Фурсанов М.И. Теоретические основы обеспечения оптимальных уровней потерь электроэнергии в электрических сетях энергосистем, Энергетика, Известия высших учебных заведений и энергетических объединений СНГ, 2005, N 6, с. 5 – 13.
55. Фурсанов М.И. определение и анализ потерь электроэнергии в электрических сетях энергосистем, Минск ИВИЦ при УП «Белэнергосбережение», 2005. – 207 с.
56. Козлов В.А. Электроснабжение городов, М.: Энергия, 1977, 280 с.
57. Гонтарь А.А. О критериях оптимизации работы силового трансформатора Энергетика, Известия высших учебных заведений и энергетических объединений СНГ, 2006, N 5, с. 34-37.